



भारत का राजपत्र The Gazette of India

सी.जी.-डी.एल.-अ.-31052023-246092
CG-DL-E-31052023-246092

असाधारण
EXTRAORDINARY

भाग III—खण्ड 4
PART III—Section 4

प्राधिकार से प्रकाशित
PUBLISHED BY AUTHORITY

सं. 329]

No. 329]

नई दिल्ली, बृहस्पतिवार, मई 18, 2023/वैशाख 28, 1945

NEW DELHI, THURSDAY, MAY 18, 2023/VAISAKHA 28, 1945

केन्द्रीय विद्युत प्राधिकरण

अधिसूचना

नई दिल्ली, 18 मई, 2023

राष्ट्रीय विद्युत योजना (खंड—1:उत्पादन)

फा. सं. सीईए-पीएल-11-12/1/2019-आईआरपी विभाग.—विद्युत अधिनियम, 2003 (जिसे इसके बाद अधिनियम कहा जाएगा) की धारा 3 की उप-धारा (4) द्वारा प्रदत्त शक्तियों का प्रयोग करते हुए केन्द्रीय विद्युत प्राधिकरण एतद् द्वारा राष्ट्रीय विद्युत योजना (खंड—1:उत्पादन) (जिसे इसके बाद योजना कहा जाएगा) को अधिसूचित करता है. योजना के खंड—1 में उत्पादन एवं सम्बंधित पहलू शामिल किए गए हैं. अधिनियम की धारा 3 की उप-धारा (4) में दिए गए निरूपण के अनुसार, यह योजना राष्ट्रीय विद्युत नीति के अनुरूप है जिसमें वर्ष 2017-22 की समीक्षा, वर्ष 2022-2027 की योजना विस्तार तथा वर्ष 2027-2032 की भावी योजनाएं शामिल हैं।

संक्षिप्त रूप

संक्षिप्त रूप	विस्तार
एसी	प्रत्यावर्ती धारा
एसीसी	एयर कूल्ड कंडेनसर
एसीक्यू	वार्षिक अनुबंधित मात्रा
एजीडीएसएम	कृषि मांग पक्ष प्रबंधन
एएचईसी	वैकल्पिक जल ऊर्जा केंद्र
एएचपी	ऐश हैंडलिंग प्लांट
एपीसी	सहायक बिजली की खपत
एपीडीआरपी	त्वरित विद्युत विकास और सुधार कार्यक्रम
एपीएम	प्रशासित मूल्य तंत्र
एटी एंड सी	कुल तकनीकी और वाणिज्यिक
बीएयू	हमेशा की तरह व्यवसाय
बीसीडी	बेसिक कस्टम ड्यूटी
बी कम, बीसीएम, बीएम3	अरब घन मीटर
बीईई	ऊर्जा दक्षता ब्यूरो
भेल	भारत हेवी इलेक्ट्रिकल्स लिमिटेड
बीआईएस	भारतीय मानक ब्यूरो
बीएलवाई	बचत लैप योजना
बीओपी	भुगतान संतुलन/संयंत्र का संतुलन
बीईएसएस	बैटरी ऊर्जा भंडारण प्रणाली
बीपीएल	गरीबी रेखा से नीचे
बीटी	बिलियन टन
बीटीजी	बॉयलर टर्बाइन जेनरेटर
बीयू	बिलियन यूनिट्स
बीडब्ल्यूआर	बिऑयलिंग वाटर रिएक्टर
सीएडी	कंप्यूटर एडेड डिजाइन
सीईईएस	संपीड़ित वायु ऊर्जा भंडारण
सीएजीआर	चक्रवृद्धि वार्षिक वृद्धि दर
सीबीआईपी	सेंट्रल बोर्ड ऑफ इरिगेशन एंड पावर
सीबीएम	कोल बेड मीथेन
सीसीईए	आर्थिक मामलों पर कैबिनेट समिति
सीसीजीटी	संयुक्त साइकिल गैस टर्बाइन
सीडीएम	स्वच्छ विकास तंत्र
सीईए	केंद्रीय विद्युत प्राधिकरण
सीईडी	चंडीगढ़ बिजली विभाग
सीईआरसी	केंद्रीय विद्युत नियामक आयोग
सीएफबीसी	परिसंचारी द्रवित विस्तर दहन
सीएफडी	कम्प्यूटेशनल फ्लूइड डायनेमिक्स
सीएफएल	कॉम्पैक्ट फ्लोरोसेंट लैंप
सीएफएफपी	सेंट्रल फोर्ज एंड फाउंड्री प्लांट
सीएचपी	संयुक्त ताप और शक्ति
सीआईएल	कोल इंडिया लिमिटेड
सीआईएमएफआर	केंद्रीय खनन और ईंधन अनुसंधान संस्थान

संक्षिप्त रूप	विस्तार
सीआईआई	भारतीय उद्योग परिसंघ
सीआईएल	कोल इंडिया लिमिटेड
सीएलए	केंद्रीय ऋण सहायता
सीओडी	वाणिज्यिक संचालन की तिथि
सीओ	कार्बन मोनो ऑक्साइड
सीओ2	कार्बन डाइ ऑक्साइड
सीओपी 26	पार्टियों का सम्मेलन 26
सीपीपी	कैप्टिव पावर प्लांट
सीपीआरआई	केंद्रीय विद्युत अनुसंधान संस्थान
सीपीएसयू	केंद्रीय सार्वजनिक क्षेत्र का उपक्रम
सीआरएस	करोड़
सीआरजीओ	कोल्ड रोल्ड ग्रेन ओरिएण्टेड
सीआरएनजीओ	कोल्ड रोल्ड नॉन ग्रेन ओरिएण्टेड
सीएस	सेंट्रल सेक्टर
सीएसआईआर	वैज्ञानिक और औद्योगिक अनुसंधान के लिए परिषद
सीएसपी	केंद्रित सौर ऊर्जा
सीएसटी	केंद्रीय बिक्री कर
सीटी	कूलिंग टॉवर
सीटीओ	संचालन के लिए सहमति
सीयूएफ	क्षमता उपयोग कारक
डीएई	परमाणु ऊर्जा विभाग
डीबीएफओटी	डिजाइन-बिल्ड-फाइनेंस-ऑपरेट-ट्रांसफर
डीबीएफओओ	डिजाइन, निर्माण, वित्त, स्वामित्व और संचालन
डीसी	डेजिगनेटेड कंज्यूमर्स
डीडीजी	विकेन्द्रीकृत वितरित उत्पादन
डीडीयूजीजेवाई	दीन दयाल उपाध्याय ग्राम ज्योति योजना
डीईईपी	कुशल बिजली मूल्य की डिस्कवरी
डीईएलपी	घरेलू कुशल प्रकाश कार्यक्रम
डीएफसी	डेडिकेटेड फ्रेट कॉरिडोर
डीजीएच	महानिदेशक हाइड्रो कार्बन
डीजी	डीजल जनरेटिंग
डिस्कॉम	वितरण कंपनी
डीपीआर	विस्तृत परियोजना रिपोर्ट
डीआर	खपत प्रतिक्रिया
डीएसएम	खपत पक्ष प्रबंधन
डीएसटी	विज्ञान और प्रौद्योगिकी विभाग
डीवीसी	दामोदर घाटी निगम
डीवीआर	डायनेमिक वोल्टेज रिस्टोरर
ईए 2003	विद्युत अधिनियम 2003
ईसी	ऊर्जा संरक्षण
ईसी एक्ट	ऊर्जा संरक्षण अधिनियम
ईसीबीसी	ऊर्जा संरक्षण भवन कोड
ईई	ऊर्जा दक्षता

संक्षिप्त रूप	विस्तार
ईईएफपी	एनर्जी एफिशिएंसी फाइनेंसिंग प्लेटफॉर्म
ईईएसएल	एनर्जी एफिशिएंसी सर्विसेज लिमिटेड
ईईजेड	विशेष आर्थिक क्षेत्र
ईजीओएम	अधिकार प्राप्त मंत्रियों का समूह
ईआईए	पर्यावरण प्रभाव आकलन
ईएलसीओएमए	इलेक्ट्रिक लैंप एंड कंपोनेंट मैनुफैक्चरर्स एसोसिएशन ऑफ इंडिया
ईएमयू	इलेक्ट्रिकल मल्टीपल यूनिट्स
ईएनएस	एनर्जी नॉट सर्वर्ड
ईपीसी	इंजीनियरिंग खरीद अनुबंध
ईपीएस	इलेक्ट्रिक पावर सर्वे
ईपीएससी	विद्युत शक्ति सर्वेक्षण समिति
ईआरडीए	इलेक्ट्रिक रिसर्च एंड डेवलपमेंट एसोसिएशन
ईएसकॉस	एनर्जी सर्विस कंपनी या एनर्जी सेविंग्स कंपनी
ईएससीटी	एनर्जी सेविंग सर्टिफिकेट
ईएसपी	इलेक्ट्रो स्टेटिक प्रीसिपिटेटर
ईयू	यूरोपीय संघ
ईवी	इलेक्ट्रिक वाहन
एफएयूपी	फ्लाई ऐश उपयोग कार्यक्रम
एफबीसी	द्रवित बिस्तर दहन
फीड	ऊर्जा कुशल आर्थिक विकास के लिए फ्रेमवर्क
एफईएसएस	फ्लाई व्हील्स एनर्जी स्टोरेज सिस्टम
एफजीडी	ग्रिप-गैस डिसल्फराइजेशन
फिक्की	फेडरेशन ऑफ इंडियन चैंबर्स ऑफ कॉमर्स एंड इंडस्ट्री
एफओ	अनिवार्य कटौती
एफओआर	नियामकों के फोरम
एफआरपी	फाइबर-प्रबलित प्लास्टिक
एसएफए	ईंधन आपूर्ति समझौता
गेल	गैस अथॉरिटी ऑफ इंडिया लिमिटेड
जीबीआई	जनरेशन आधारित प्रोत्साहन
जीसीवी	सकल कैलोरी मान
जीसीएफ	ग्रीन क्लाइमेट फंड
जीडीपी	सकल घरेलू उत्पाद
जीईएफ	ग्रीन एनर्जी फंड
जीएचएवीपी	गोरखपुर हरियाणा अनु विद्युत परियोजना
जीएचजी	ग्रीन हाउस गैस
जीआईएस	भौगोलिक सूचना प्रणाली
जीपीएस	भौगोलिक स्थिति प्रणाली
जीआर	सामान्य समीक्षा
जीएसपीसी	गुजरात राज्य पेट्रोलियम निगम
जीटी	गैस टर्बाइन
जीटीएम	ग्रीन टर्म अहेड मार्केट
जीडब्ल्यू	गीगा वाट
एचएफसी	हाइड्रोजन और ईंधन सेल
एचबीजे	हजीरा-बीजापुर-जगदीशपुर (पाइपलाइन)

संक्षिप्त रूप	विस्तार
एचसीएसडी	उच्च सांद्रता गारा जमा
एचएफओ	भारी ईंधन तेल
एचईपी	जल विद्युत परियोजना
एचइएलपी	हाइड्रोकार्बन अन्वेषण और लाइसेंसिंग नीति
एचएचवी	उच्च ताप वाल्व
एचएलईसी	उच्च स्तरीय अधिकार प्राप्त समिति
हॉग	हेड ऑन जेनरेशन
एचपीओ	हाइड्रो खरीद दायित्व
एचआरडी	मानव संसाधन विकास
एचएसडी	एचएसडी हाई स्पीड डीजल
एचटी	हाई टेंशन
एचवीडीएस	उच्च वोल्टेज वितरण प्रणाली
एचवीएसी	उच्च वोल्टेज प्रत्यावर्ती धारा
एचवीडीसी	हाई वोल्टेज डायरेक्ट करंट
एचवीजे	हजीरा-विजयपुर-जगदीशपुर
आईआईए	अंतर्राष्ट्रीय परमाणु ऊर्जा एजेंसी
आईसी	स्थापित क्षमता
आईसीएआर	भारतीय कृषि अनुसंधान परिषद
आईडी	प्रेरित ड्राफ्ट
आईईए	अंतर्राष्ट्रीय ऊर्जा एजेंसी
आईईपी	एकीकृत ऊर्जा नीति
आईईईएमए	इंडियन इलेक्ट्रिकल एंड इलेक्ट्रॉनिक्स मैनुफैक्चरर्स एसोसिएशन
आईजीसीएआर	इंदिरा गांधी परमाणु अनुसंधान केंद्र
आईजीसीसी	एकीकृत गैसीकरण संयुक्त चक्र
आईआईएससी	भारतीय विज्ञान संस्थान
आईआईटी	भारतीय प्रौद्योगिकी संस्थान
आईएमटीएफ	इंटर-मिनिस्ट्रियल टास्क फोर्स
आईएनडीसी	राष्ट्रीय स्तर पर इरादतन निर्धारित योगदान
आईपीसीसी	जलवायु परिवर्तन पर अंतरसरकारी पैनल
आईपीडीएस	एकीकृत विद्युत विकास योजना
आईपीपी	इंडिपेंडेंट पावर प्रोड्यूसर
आईआर	भारतीय रेलवे
आईआरपी	एकीकृत संसाधन योजना
आईएसए	अंतर्राष्ट्रीय सौर गठबंधन
आईटीआई	औद्योगिक प्रशिक्षण संस्थान
आईएस	भारतीय मानक
आईएससीसी	एकीकृत सौर संयुक्त चक्र
आईएसओ	अंतर्राष्ट्रीय मानक संगठन
आईटी	सूचना प्रौद्योगिकी
जेएमवीपी	जलमार्ग विकास परियोजना
जेवीएस	संयुक्त उद्यम
केएपीपी	काकरापार परमाणु ऊर्जा संयंत्र
केकैल	किलो कैलोरी
किलोई	किलोग्राम तेल समकक्ष

संक्षिप्त रूप	विस्तार
केजीडी6	कृष्णा गोदावरी धीरूभाई 6
केकेएनपीपी	कुडनकुलम परमाणु ऊर्जा परियोजना
केडब्ल्यू	किलो वाट
केडब्ल्यूएच	किलो वाट घंटा
एलसीएसी	लाइट कमर्शियल एयर कंडीशनर
एलई	लाइफ एक्सटेंशन
एलईपी/एलई	जीवन विस्तार कार्यक्रम
एलईडी	लाइट एमिटिंग डायोड
एलएफ	लोड फैक्टर
एलआईडीएआर	लाइट डिटेक्शन एंड रेंजिंग
एलएनजी	तरलीकृत प्राकृतिक गैस
एलओए	लेटर ऑफ अवार्ड
एलओएलपी	लोड संभावना का नुकसान
एलपी	लीनियर प्रोग्रामिंग
एलएसएचएस	लो सल्फर हैवी स्टॉक
एलटी	लो टेंशन
एलडब्ल्यूआर	लाइट वाटर रिएक्टर
एमसीएम	मिलियन क्यूबिक मीटर
एमसीपी	मार्केट क्लियरिंग प्राईस
एमईएमयू	मेनलाइन इलेक्ट्रिकल मल्टीपल यूनिट
एमआईआई	मेक इन इंडिया पहल
एमएमटीपीए	मिलियन मीट्रिक टन प्रति वर्ष
एमएमएससीएमडी	मिलियन मीट्रिक स्टैंडर्ड क्यूबिक मीटर प्रति दिन
एमएनआरई	नवीन और नवीकरणीय ऊर्जा मंत्रालय
एमएनपी	न्यूनतम आवश्यकता कार्यक्रम
एमओसी	कोयला मंत्रालय
एमओईएफ एंड सीसी	पर्यावरण, वन और जलवायु परिवर्तन मंत्रालय
एमओपी	विद्युत मंत्रालय विद्युत मंत्रालय
एमओपी एंड एनजी	पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस मंत्रालय
एमओआरटीएच	सड़क परिवहन और राजमार्ग मंत्रालय
एमओयू	समझौता ज्ञापन
एमपीए	प्रमुख बंदरगाह प्राधिकरण
एमयूडीएसएम	नगर पालिका मांग पक्ष प्रबंधन
एमटी	मिलियन टन
एमटीईई	ऊर्जा दक्षता के लिए बाजार परिवर्तन
एमटीओई	एमटीओई मिलियन टन तेल समकक्ष
एमयू	मिलियन यूनिट
एम एंड बी	निगरानी और सत्यापन
एमडब्ल्यू	मेगा वाट
एनएपीसीसी	जलवायु परिवर्तन पर राष्ट्रीय कार्य योजना
एनएपीएस	नरोरा परमाणु बिजलीघर
एनसीडीपी	नई कोयला वितरण नीति
एनडीसी	राष्ट्रीय स्तर पर निर्धारित योगदान

संक्षिप्त रूप	विस्तार
एनडीटी	गैर प्रेषणीय प्रौद्योगिकियां
एनईसीए	राष्ट्रीय ऊर्जा संरक्षण पुरस्कार
एनईईआरएमएएन	राष्ट्रीय ऊर्जा दक्षता रोडमैप किफायती और प्राकृतिक वास
एनईएफ	राष्ट्रीय विद्युत कोष
एनईपी	राष्ट्रीय विद्युत योजना
एनईएलपी	नई अन्वेषण लाइसेंसिंग नीति
एनईटीआरए	एनटीपीसी ऊर्जा प्रौद्योगिकी अनुसंधान गठबंधन
एनएचडीपी	राष्ट्रीय राजमार्ग विकास परियोजना
एनएचएम	राष्ट्रीय हाइड्रोजन ऊर्जा मिशन
एनएचपीसी	नेशनल हाइड्रोइलेक्ट्रिक पावर कॉर्पोरेशन
एनआईएसई	राष्ट्रीय सौर ऊर्जा संस्थान
एनआईडब्ल्यूई	राष्ट्रीय पवन ऊर्जा संस्थान
एनएलसी	नेवेली लिग्नाइट कॉर्पोरेशन लिमिटेड
एनएमडीसी	राष्ट्रीय खनिज विकास निगम
एनएमईईई	राष्ट्रीय संवर्धित ऊर्जा दक्षता मिशन
एनएमएल	राष्ट्रीय धातुकर्म प्रयोगशाला
एनओएक्स	नाइट्रोजन ऑक्साइड
एनपीपी	राष्ट्रीय परिप्रेक्ष्य योजना
एनपीसीआईएल	न्यूक्लियर पावर कॉर्पोरेशन ऑफ इंडिया लिमिटेड
एनपीटीआई	राष्ट्रीय विद्युत प्रशिक्षण संस्थान
एनपीएमयू	राष्ट्रीय स्मार्ट ग्रिड मिशन परियोजना प्रबंधन इकाई
एनएसजीएम	राष्ट्रीय स्मार्ट ग्रिड मिशन
एनएसएम	राष्ट्रीय सौर मिशन
एनटीपीसी	राष्ट्रीय ताप विद्युत निगम
एनडब्ल्यू	राष्ट्रीय जलमार्ग
ओसीजीटी	ओपन साइकिल गैस टर्बाइन
ओ एंड एम	संचालन और रखरखाव
ओडीसी	ओवर डायमेंशन कंसाइनमेंट / ओवर डायमेंशन कार्गो
ओएचई	ओवर हेड उपकरण
ओएसओडब्ल्यूओजी	वन सन वन वर्ल्ड वन ग्रिड
ओडब्ल्यूसी	ओवर वेट कार्गो
पीएपी	परियोजना प्रभावित लोग
पैट	परफॉर्म अचीव एंड ट्रेड
पीसी	पल्वराइज्ड कोल
पीसीआरए	पेट्रोलियम संरक्षण अनुसंधान संघ
पीडीसी	पीडीसी परियोजना विकास प्रकोष्ठ
पीएफए	सभी के लिए पावर
पीएफबीसी	प्रेसराइज्ड फ्लूडाइज्ड बेड कंक्शन
पीएफसी	पावर फाइनेंस कॉर्पोरेशन
पीजीसीआईएल	पावर ग्रिड कॉर्पोरेशन ऑफ इंडिया लिमिटेड
पीएचडब्ल्यूआर	प्रेसराइज्ड हैवी वाटर रिएक्टर
पीआईई	उत्कृष्टता में भागीदारी
पीआईबी	सार्वजनिक निवेश बोर्ड
पीएलएफ	प्लांट लोड फैक्टर

संक्षिप्त रूप	विस्तार
पीएलआई	प्रदर्शन लिंकड प्रोत्साहन
पीएलएल	चरण-बंद लूप
पीएमसी	परियोजना प्रबंधन सलाहकार
पीएमजीवाई	प्रधानमंत्री ग्रामोदय योजना
पीएमपी	चरणबद्ध विनिर्माण कार्यक्रम
पीएम कुसुम	प्रधानमंत्री किसान ऊर्जा सुरक्षा एवं उत्थान महाभियान
पोसोको	पावर सिस्टम ऑपरेशन कॉर्पोरेशन (अब ग्रिड कंट्रोलर ऑफ इंडिया लिमिटेड)
पीपीएमपी	पावर प्रोजेक्ट मॉनिटरिंग पैनल
पीपीपी	पब्लिक प्राइवेट पार्टनरशिप
पीआरजीएफ	आंशिक जोखिम गारंटी फंड
पीआरएसएफ	आंशिक जोखिम साझा करने की सुविधा
पीपीए	बिजली खरीद समझौता
पीपीएम	पाटर्स प्रति मिलियन
पीआरजीएफईई	ऊर्जा दक्षता के लिए आंशिक जोखिम गारंटी कोष
पीएस	निजी क्षेत्र
पीएसए	बिजली आपूर्ति समझौता
पीएससी	प्रोडक्शन शेयरिंग कॉन्ट्रैक्ट
पीएसडीएफ	पावर सिस्टम डेवलपमेंट फंड
पीएसपी	पंप भंडारण संयंत्र
पीवी	फोटोवोल्टिक
पीएसएस	पंप भंडारण योजनाएं
पीएसयू	सार्वजनिक क्षेत्र का उपक्रम।
आर एंड डी	अनुसंधान एवं विकास
आर एंड एम	नवीनीकरण और आधुनिकीकरण
आर-एपीडीआरपी	पुनर्गठित त्वरित विद्युत विकास और सुधार कार्यक्रम
आरएपीएस	राजस्थान परमाणु ऊर्जा स्टेशन
आरईबी	क्षेत्रीय विद्युत बोर्ड
आरईसी	ग्रामीण विद्युतीकरण निगम
आरईसीटीपीसीएल	आरईसी ट्रांसमिशन प्रोजेक्ट्स लिमिटेड
आरईएस	अक्षय ऊर्जा स्रोत
आरएफपी	प्रस्ताव के लिए अनुरोध
आरएफक्यू	कोटेशन के लिए अनुरोध
आरजीजीवीवाई	राजीव गांधी ग्रामीण विद्युतीकरण योजना
आरजीटीआईएल	रिलायंस गैस ट्रांसपोर्टेशन इंफ्रास्ट्रक्चर लिमिटेड
आरएचई	ग्रामीण घरेलू विद्युतीकरण
आरएलए	अवशिष्ट जीवन आकलन
आरएलडीसी	क्षेत्रीय भार प्रेषण केंद्र
आरएलएनजी	रिगैसीफाइड तरलीकृत प्राकृतिक गैस
आरएम	रिजर्व मार्जिन
आरओएम	रन ऑफ माइन्स
आरओआर	रन ऑफ रिवर
रोशनी	राष्ट्रीय ऊर्जा दक्षता के लिए सतत और समग्र दृष्टिकोण का रोडमैप
आरओडब्ल्यू	राईट ऑफ़ वे

संक्षिप्त रूप	विस्तार
आरपीसी	क्षेत्रीय विद्युत समितियां
आरपीओ	अक्षय खरीद दायित्व
आरएसओपी	विद्युत पर अनुसंधान योजनाएं
आर एंड एम	नवीनीकरण और आधुनिकीकरण
आर एंड आर	पुनर्वास और पुनर्वास
आरटीसी	चौबीसों घंटे
सार्क	दक्षिण एशियाई क्षेत्रीय निगम संघ
एसबीडी	मानक बोली दस्तावेज
एससीएडीए	पर्यवेक्षी नियंत्रण और डेटा अधिग्रहण
एससीसीएल	सिंगरेनी कोलियरीज कंपनी लिमिटेड
एससीआर	चयनात्मक नियंत्रण में कमी
एसडीए	राज्य नामित एजेंसियां
एसडीएल	राज्य विकास ऋण
एसईएडी	उत्कृष्ट-कुशल उपकरण विकास
एसईबी	राज्य विद्युत बोर्ड
एसईसी	विशिष्ट ऊर्जा खपत
एसईसीआई	सोलर एनर्जी कॉर्पोरेशन ऑफ इंडिया
सीप	उत्कृष्ट कुशल उपकरण कार्यक्रम
एसईआरसी	राज्य विद्युत नियामक आयोग
एसआईडीएचआईईई	ऊर्जा दक्षता पर सरलीकृत डिजिटल व्यावहारिक सूचना
एसजेवीएनएल	सतलुज जल विद्युत निगम लिमिटेड
एसएलसी (एलटी)	स्थायी लिंकेज समिति (दीर्घकालिक)
एसएलडीसी	स्टेट लोड डिस्पैच सेंटर
एसडीएल	वैधानिक तरलता अनुपात
एस एंड एल	मानक और लेबलिंग
एसएमई	लघु और मध्यम उद्यम
एसओजी	स्वीकृत और जारी
एसओएक्स	सल्फर ऑक्साइड
एसपीएम	सस्पेंडेड पार्टिकुलेट मैटर
एसएस	राज्य क्षेत्र
एसएसटीएस	सॉलिड स्टेट ट्रांसफर स्विच
एसटीपीपी	सुपर थर्मल पावर प्लांट
एसटीपीएस	सुपर थर्मल पावर स्टेशन

संक्षिप्त रूप	विस्तार
एसटीयू	स्टेट ट्रांसमिशन यूटिलिटीज
एसडब्ल्यूएचएस	सोलर वॉटर हीटर सिस्टम
टी एंड डी	ट्रांसमिशन और वितरण
टेरी	ऊर्जा अनुसंधान संस्थान
टीजी	टर्बाइन जेनरेटर
टीआईएफएसी	प्रौद्योगिकी सूचना पूर्वानुमान और आकलन परिषद
टीओडी	टाइम ऑफ द डे
टीओआर	संदर्भ की शर्तें
टीओयू	उपयोग का समय
टीपीईएस	कुल प्राथमिक ऊर्जा आपूर्ति
टीपीपी	थर्मल पावर प्लांट
टीपीएस	थर्मल पावर स्टेशन
यूएवी	मानव रहित हवाई वाहन
यूडीएवाई	उज्ज्वल डिस्कॉम एश्योरेंस योजना
यूएचडी	अल्ट्रा हाई डेफिनिशन
यूएलबी	शहरी स्थानीय निकाय
यूजेएलए	सभी के लिए किफायती एलईडी द्वारा उन्नत ज्योति
यूएमपीपी	अल्ट्रा मेगा पावर प्रोजेक्ट
यूएन	संयुक्त राष्ट्र
यूएनडीपी	संयुक्त राष्ट्र विकास कार्यक्रम
यूएनएफसीसीसी	जलवायु परिवर्तन पर संयुक्त राष्ट्र फ्रेमवर्क कन्वेंशन
यूएनएनएटीईई	अनलॉकिंग राष्ट्रीय ऊर्जा दक्षता क्षमता
यूएससी	अल्ट्रा सुपर क्रिटिकल
यूटी	केंद्र शासित प्रदेश
वीएटी	मूल्य वर्धित कर
वीसीएफईई	ऊर्जा दक्षता के लिए वेंचर कैपिटल फंड
वीआरई	परिवर्तनीय अक्षय ऊर्जा
डब्ल्यूटीई	ऊर्जा के लिए अपशिष्ट

राष्ट्रीय विद्युत योजना की प्रस्तावना, 2022-32

विद्युत अधिनियम, 2003 की धारा 3(4) में कहा गया है कि केंद्रीय विद्युत प्राधिकरण (केविप्रा) राष्ट्रीय विद्युत नीति के अनुसार एक राष्ट्रीय विद्युत योजना तैयार करेगा और पांच वर्षों में एक बार ऐसी योजना को अधिसूचित करेगा। बशर्ते प्राधिकरण राष्ट्रीय विद्युत योजना तैयार करते समय राष्ट्रीय विद्युत योजना का प्रारूप प्रकाशित करेगा और उस पर अनुज्ञसिधारियों, उत्पादन कंपनियों और जनता से निर्धारित समय के भीतर सुझाव और आपत्तियां आमंत्रित करेगा:

बशर्ते यह भी कि प्राधिकरण -

क) केंद्र सरकार का अनुमोदन प्राप्त करने के बाद योजना को अधिसूचित करेगा;

बी) खंड (ए) के तहत अनुमोदन प्रदान करते समय केंद्र सरकार द्वारा दिए गए निर्देशों, यदि कोई हो, को शामिल करते हुए योजना को संशोधित करेगा।

आगे उक्त अधिनियम की धारा 3(5) में प्रावधान है कि, प्राधिकरण राष्ट्रीय विद्युत नीति के अनुसार राष्ट्रीय विद्युत योजना की समीक्षा या संशोधन कर सकता है।

राष्ट्रीय विद्युत नीति, 2005 के पैरा 3 में अनुबंध है कि योजना क्षमता वृद्धि के लिए मांग का आकलन एक महत्वपूर्ण पूर्वपेक्षा है। साथ ही, विद्युत अधिनियम की धारा 73 (ए) में प्रावधान है कि बिजली व्यवस्था के विकास के लिए अल्पकालिक और परिप्रेक्ष्य योजनाओं का निर्माण और राष्ट्रीय अर्थव्यवस्था के हितों को पूरा करने के लिए संसाधनों के सर्वोत्तम उपयोग के लिए विभिन्न योजना एजेंसियों की गतिविधियों का समन्वय करना केविप्रा के कार्यों में से एक होगा। केविप्रा द्वारा तैयार और केंद्र सरकार द्वारा अनुमोदित योजना का उपयोग संभावित उत्पादन कंपनियों, पारेषण यूटिलिटीज और पारेषण/वितरण लाइसेंसधारियों द्वारा संदर्भ दस्तावेज के रूप में किया जा सकता है।

तदनुसार, केविप्रा राष्ट्रीय विद्युत योजना तैयार करेगा जो कि पांच वर्षों की अल्पावधि रूपरेखा के लिए होगी जब कि संभावित दृष्टिकोण 15-वर्ष का होगा और इसमें निम्नलिखित शामिल होंगे:

- विभिन्न क्षेत्रों के लिए अल्पकालिक और दीर्घकालिक मांग पूर्वानुमान;
- उत्पादन और पारेषण के अर्थशास्त्र, सिस्टम में नुकसान, लोड सेंटर की आवश्यकताएं, ग्रिड स्थिरता, आपूर्ति की सुरक्षा, वोल्टेज प्रोफाइल आदि सहित बिजली की गुणवत्ता और पुनर्वास और पुनःस्थापन सहित पर्यावरणीय विचारों को ध्यान में रखते हुए उत्पादन और पारेषण में क्षमता वृद्धि के लिए सुझाए गए क्षेत्र/स्थान;
- पारेषण प्रणाली और राष्ट्रीय ग्रिड के विकास के साथ ऐसे संभावित स्थानों का समाकलन जिसमें पारेषण प्रणालियों का कार्यक्षेत्र और आधिक्य की मांग शामिल हो; तथा
- कुशल उत्पादन, पारेषण और वितरण के लिए उपलब्ध विभिन्न प्रौद्योगिकियां।
- अर्थव्यवस्था, ऊर्जा सुरक्षा और पर्यावरण संबंधी विचारों के आधार पर ईंधन के विकल्प।

राष्ट्रीय विद्युत योजना विकसित करते समय, केविप्रा राज्य सरकारों सहित सभी हितधारकों से परामर्श करेगा और राज्य सरकारें, राज्य स्तर पर, वितरण लाइसेंसधारियों और राज्य ट्रांसमिशन यूटिलिटीज (एसटीयू) सहित हितधारकों के साथ समन्वय में कार्रवाई करेंगी। अल्पकालिक और दीर्घकालिक मांग का आकलन करने के लिए समय-समय पर अध्ययन करते हुए वितरण यूटिलिटीज द्वारा किए गए अनुमानों को उचित महत्व दिया जाएगा। केविप्रा खासकर मांग पूर्वानुमान के क्षेत्र में आर्थिक विशेषज्ञता वाले संस्थानों और एजेंसियों के साथ भी बातचीत करेगा। मांग पूर्वानुमान के प्रयोग में अर्थव्यवस्था के विभिन्न क्षेत्रों के लिए अनुमानित विकास दर को भी ध्यान में रखा जाएगा।

तदनुसार, पहली राष्ट्रीय विद्युत योजना, जिसमें 10वीं योजना की समीक्षा, 11वीं योजना की विस्तृत योजना और 12वीं योजना के लिए भावी योजना शामिल थी, को अगस्त, 2007 में राजपत्र में अधिसूचित किया गया था।

दूसरी राष्ट्रीय विद्युत योजना, जिसमें 11वीं योजना की समीक्षा, 12वीं योजना की विस्तृत योजना और 13वीं योजना के लिए भावी योजना को शामिल किया गया था, को राजपत्र में दिसंबर, 2013 में दो खंडों (खंड-I, उत्पादन और खंड-II, पारेषण) में अधिसूचित किया गया था।

तीसरी राष्ट्रीय विद्युत योजना में 12वीं योजना की समीक्षा, 2017-22 के लिए विस्तृत योजना और 2022-27 के लिए परिप्रेक्ष्य योजना शामिल है और इसे भारत के राजपत्र में अधिसूचित किया गया था (मार्च 2018 में वॉल्यूम-I- उत्पादन और जनवरी, 2019 में वॉल्यूम- II-पारेषण))

अगले पांच वर्षों (2022-27) के लिए एनईपी की तैयारी का काम शुरू करने के लिए, केविप्रा द्वारा कार्यालय आदेश फाइल संख्या सीईए-पीएल-11-12/1/2019-आईआरपी डिवीजन दिनांक 16.06.2020 के तहत अध्यक्ष, केविप्रा की अध्यक्षता में राष्ट्रीय विद्युत योजना पर एक समिति का गठन किया गया है। अगले पांच वर्षों (2022-2027) के लिए राष्ट्रीय विद्युत योजना तैयार करने से संबंधित कार्य में विद्युत क्षेत्र के विभिन्न विशेषज्ञों के विचार जानने के क्रम में, राष्ट्रीय विद्युत योजना के लिए एक समिति का गठन निम्नलिखित संरचना और संदर्भ की शर्तों (टीओआर) के साथ किया गया है।

राष्ट्रीय विद्युत योजना 2022-32 की तैयारी के लिए समिति

क. संविधान:

- i अध्यक्ष, केविप्रा - अध्यक्ष
- ii. मुख्य अभियंता (आईआरपी), केविप्रा - सदस्य सचिव

सदस्य

- i केविप्रा के सभी सदस्य
- ii. आर्थिक सलाहकार, एमओपी
- iii. एमएनआरई का प्रतिनिधि जो जेएस के पद से नीचे न हो, (एमएनआरई)
- iv. महानिदेशक, बीईई
- v. सलाहकार (ऊर्जा), नीति आयोग
- vi. महानिदेशक, सीपीआरआई
- vii. अध्यक्ष सह प्रबंध निदेशक, एनटीपीसी
- viii. अध्यक्ष सह प्रबंध निदेशक, एनएचपीसी
- ix. अध्यक्ष सह प्रबंध निदेशक, पीजीसीआईएल
- x अध्यक्ष सह प्रबंध निदेशक, पीएफसी
- xi. मुख्य कार्यकारी अधिकारी, (ग्रिड इंडिया)
- xii. अध्यक्ष सह प्रबंध निदेशक, एनपीसीआईएल
- xiii. अध्यक्ष सह प्रबंध निदेशक, आरईसी
- xiv. अध्यक्ष सह प्रबंध निदेशक, ईईएसएल

ख. राष्ट्रीय विद्युत योजना, 2022-32 के लिए समिति के संदर्भ की शर्तें

- i. पारंपरिक स्रोतों से उत्पादन की दिशा में 2017-22 की अवधि के लिए निर्धारित लक्ष्यों की तुलना में संभावित उपलब्धियों की समीक्षा करना, साथ ही कमी के कारण, यदि कोई हों।
 - ii. 2022-27 की अवधि के लिए अधिकतम भार और ऊर्जा आवश्यकता का आकलन करना और 2027-32 के लिए संभावित पूर्वानुमान।
 - iii. सेवानिवृत्ति, नवीकरणीय और कैप्टिव इंजेक्शन पर विचार करने के बाद अनुमानित भार और ऊर्जा आवश्यकता को पूरा करने के लिए वृद्धिशील क्षमता की आवश्यकता का आकलन करना और थर्मल, हाइड्रो, परमाणु, नवीकरणीय आदि के संदर्भ में संभाव्य ब्योरा का सुझाव देना।
 - iv. क्षमता वृद्धि आवश्यकताओं को पूरा करने के लिए ईंधन, भूमि, पानी, स्वदेशी विनिर्माण क्षमताओं, आधारिक संरचना, मानव संसाधन जैसी साधन प्रबंध आवश्यकता का आकलन करना।
 - v. 2022-27 और उसके बाद उत्पादन और पारेषण क्षमता वृद्धि के लिए निवेश की आवश्यकता का आकलन करना।
 - vi. मांग पक्ष प्रबंधन के माध्यम से ऊर्जा संरक्षण उपायों का सुझाव देना और कम कार्बन विकास के लिए रणनीति का सुझाव देना।
 - vii. विद्युत क्षेत्र में नवीनतम तकनीकी विकास और अनुसंधान एवं विकास की समीक्षा और भारतीय परिस्थितियों के लिए इसकी उपयुक्तता का आकलन करना।
 - viii. 2022-27 की अवधि के लिए एकीकृत पारेषण योजना का विकास और ग्रिड सुरक्षा, नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों की निकासी और सार्क एकीकरण की खोज सहित 2027-32 के लिए परिप्रेक्ष्य योजना।
- ग. 1. एनईपी समिति आवश्यक समझे जाने पर किसी भी विशेषज्ञ को सहयोजित कर सकती है।
2. एनईपी समिति किसी भी पहलू पर अलग उप-समितियां गठित कर सकती है। उप समिति (समितियों) की रिपोर्ट विचार के लिए एनईपी समिति को प्रस्तुत की जाएगी

राष्ट्रीय विद्युत योजना (एनईपी), 2022-27 के लिए समिति की पहली बैठक 6 अगस्त, 2020 को अध्यक्ष, सीईए की अध्यक्षता में आयोजित की गई थी, जिसमें 10 उप समितियों का गठन करने का निर्णय लिया गया ताकि बिजली क्षेत्र के विभिन्न पहलुओं पर गौर करने और एनईपी के लिए समिति को इनपुट प्रदान किया जा सके। इसके बाद 21.01.2022 को एनईपी समिति की बैठक हुई। उप-समितियों का गठन और टीओआर इस प्रकार दिया गया है:

राष्ट्रीय विद्युत योजना, 2022-32 के लिए समिति के तहत गठित 10 उप समितियों का गठन और संदर्भ की शर्तें**1. उप-समिति- 1- मांग पक्ष प्रबंधन, ऊर्जा दक्षता और संरक्षण****संविधान:**

- महानिदेशक (बीईई) - अध्यक्ष
- मुख्य अभियंता (टीपीई और सीसी), सीईए - सदस्य सचिव

सदस्य:

- एनटीपीसी, ईईएसएल, पीसीआरए, सीआईआई, आईईईएमए, एल्कोमा के प्रतिनिधि
- मुख्य अभियंता (डीपी एंड टी), केविप्रा
- ऊर्जा गहन उद्योग के प्रतिनिधि
- प्रमुख डिस्कॉम के प्रतिनिधि

उप-समिति के संदर्भ की शर्तें:

- 2022 तक लागू ऊर्जा दक्षता और संरक्षण उपायों और उपलब्धियों का आकलन और समीक्षा करना।
- 2022-27 और 2027-32 की अवधि के दौरान दक्षता में सुधार के लिए प्रमुख योजनाएं
- मांग पक्ष प्रबंधन (डीएसएम) और ऊर्जा दक्षता के माध्यम से ऊर्जा की आवश्यकता और पीक लोड मांग में कमी का आकलन।

2. उप-समिति 2: मांग प्रक्षेपण**संविधान:**

- सदस्य (योजना), केविप्रा - अध्यक्ष
- मुख्य अभियंता (पीएस एंड एलएफ), केविप्रा - सदस्य सचिव

सदस्य:

- एमएनआरई, नीति आयोग, बीईई, ग्रिड इंडिया, एनटीपीसी के प्रतिनिधि
- मुख्य अभियंता (डीपी एंड टी), केविप्रा
- राज्य डिस्कॉम के प्रतिनिधि
- ऊर्जा गहन उद्योग के प्रतिनिधि

उप-समिति के संदर्भ की शर्तें:

- 20वीं ईपीएस समिति के समन्वय से, 2022-2027 और 2027-2032 की अवधि के लिए पीक लोड और ऊर्जा आवश्यकताओं के संदर्भ में मांग मूल्यांकन।
- सोलर रूफ टॉप सहित कैप्टिव मांग और ग्रिड मांग पर इसके प्रभाव का आकलन करना।
- ग्रिड की मांग पर विभिन्न सरकारी योजनाओं जैसे कुसुम, सौभाग्य, राष्ट्रीय इलेक्ट्रिक मोबिलिटी मिशन योजना आदि के प्रभाव का आकलन करना

3. उप-समिति 3: उत्पादन क्षमता वृद्धि (2017-22) और उत्पादन योजना की समीक्षा:**संविधान**

- सदस्य (योजना), केविप्रा- अध्यक्ष
- मुख्य अभियंता (आईआरपी), केविप्रा - सदस्य सचिव

सदस्य:

- एमएनआरई, सीटीयू, ग्रिड इंडिया, एनपीसीआईएल, भेल, स्टारलाइट, एलएंडटी, टीपीपीडीएल, के प्रतिनिधि
- भारतीय सौर ऊर्जा निगम के प्रतिनिधि
- राष्ट्रीय पवन ऊर्जा संस्थान के प्रतिनिधि
- केविप्रा - सीई (आरपीएम), सीई (टीपीएम), सीई (टीपीआरएम), सीई (एचपीएम), सीई (टीपीपी और डी), सीई (एचपीआई), सीई (जीएम)

उप-समिति के संदर्भ की शर्तें:

- नई और नवीकरणीय ऊर्जा सहित 2017-22 के दौरान उत्पादन क्षमता वृद्धि की उपलब्धियों और कमी के कारणों की समीक्षा करना, यदि कोई हों।
- 2022-27 और 2027-32 के दौरान नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों और इसके एकीकरण सहित उत्पादन क्षमता वृद्धि का आकलन।

4. उप-समिति 4- विद्युत क्षेत्र में अनुसंधान और विकास**संविधान:**

- महानिदेशक, सीपीआरआई - अध्यक्ष
- मुख्य अभियंता (आर एंड डी), केविप्रा - सदस्य सचिव

सदस्य:

- एमएनआरई, राष्ट्रीय सौर ऊर्जा संस्थान और राष्ट्रीय पवन ऊर्जा संस्थान के प्रतिनिधि
- नेत्रा, एनटीपीसी के प्रतिनिधि
- आईईईएमए, आईआईटी कानपुर, पीजीसीआईएल, डीएसटी, भेल के प्रतिनिधि
- केविप्रा - सीई (टीईटीडी), सीई (एचईटीडी), सीई (एसईटीडी)

उप-समिति के संदर्भ की शर्तें:

- विद्युत क्षेत्र में मौजूदा अनुसंधान एवं विकास सुविधाओं और कार्यक्रमों की समीक्षा
- 2022-27 और 2027-32 के दौरान किए जाने वाले अनुसंधान एवं विकास गतिविधियों के संबंध में सिफारिश,
- साइबर सुरक्षा से संबंधित मुद्दे
- विद्युत क्षेत्र में अनुसंधान एवं विकास गतिविधियों को बढ़ावा देने के लिए बुनियादी ढांचे की आवश्यकता का आकलन करना।
- अपशिष्ट (नगर पालिका, अस्पताल, औद्योगिक आदि) सहित बिजली उत्पादन में भविष्य की प्रौद्योगिकियों की पहचान करना

5. उप-समिति 5- ईंधन की आवश्यकता**संविधान:**

- सदस्य (योजना), केविप्रा अध्यक्ष के रूप में
- मुख्य अभियंता, (एफएम), केविप्रा सदस्य सचिव के रूप में

सदस्य:

- एमओपी एंड एनजी, एमओसी, एनटीपीसी, एनपीसीआईएल, एनएलसी, गेल, सीआईएल के प्रतिनिधि
- सीईए- सीई (आईआरपी), सीई (टीपीपी एंड डी)

उप-समिति के संदर्भ की शर्तें:

- 2022-27 और 2022-32 की अवधि के लिए बिजली की मांग को पूरा करने के लिए आवश्यक विभिन्न प्रकार के ईंधन की पहचान और मात्रा निर्धारित करना
- ईंधन स्रोत के अनुसार उपलब्धता का आकलन करना।

6. उप-समिति 6- निधि की आवश्यकता**संविधान:**

- सदस्य, (ई एंड सी), केविप्रा अध्यक्ष के रूप में
- मुख्य अभियंता (एफ एंड सीए), केविप्रा सदस्य सचिव के रूप में

सदस्य:

- एमओपी, एमएनआरई, नीति आयोग, एनटीपीसी, पीजीसीआईएल, एनएचपीसी, एनपीसीआईएल, पीएफसी, आरईसी के प्रतिनिधि
- सीईए-सीई (टीपीपी एंड डी), सीई (एचपीआई), सीई (पीएसपी एंड ए आई)

उप-समिति के संदर्भ की शर्तें:

- बिजली क्षेत्र से संबंधित वित्तीय मुद्दों की समीक्षा
- क्षमता वृद्धि और संबंधित पारेषण प्रणाली और निधि के संभावित स्रोतों आदि को पूरा करने के लिए आवश्यक निवेश की पहचान करना।

7. उप-समिति 7: विद्युत क्षेत्र के लिए प्रमुख विनियोग**संविधान:**

- अध्यक्ष के रूप में प्रबंध निदेशक, एनटीपीसी
- मुख्य अभियंता (टीईटीडी), केविप्रा सदस्य सचिव के रूप में

सदस्य:

- पेट्रोलियम एवं प्राकृतिक गैस मंत्रालय, रेल मंत्रालय, इस्पात मंत्रालय, सड़क परिवहन मंत्रालय के प्रतिनिधि और राजमार्ग, पत्तन, पोत परिवहन और जलमार्ग मंत्रालय, एमएनआरई, सीपीआरआई, पीएफसी, भेल, एनएचपीसी, निजी उपकरण निर्माता, सीआईआई।
- केविप्रा-सीई (टीपीपी एंड डी), सीई (पीएसपी एंड ए-आई), सीई (एसईटीडी), सीई (टीपीआरएम)

उप-समिति के संदर्भ की शर्तें:

- क्षमता वृद्धि आवश्यकताओं को पूरा करने के लिए आवश्यक मुख्य विनियोग की पहचान करना
- 2022-27 और 2027-32 के दौरान विद्युत क्षमता वृद्धि के लिए आवश्यक ढांचागत समर्थन का आकलन करना।
- भूमि, पानी की आवश्यकता और इसकी उपलब्धता
- परिवहन (रेलवे, सड़कें, जलमार्ग, पाइपलाइन, एलएनजी टर्मिनल), बंदरगाह सुविधाएं
- निर्माण और उत्पादन क्षमताएं विशेष रूप से परिनिर्माण साज-सामान और सिविल और बीओपी ठेकेदार सहित एजेंसियां। विद्युत क्षेत्र में निर्माण कार्य के लिए आवश्यक स्टील, सीमेंट, एल्युमिनियम और अन्य सामग्री।
- आत्मनिर्भर भारत पहल के तहत विद्युत क्षेत्र के लिए सोर्सिंग इनपुट का आकलन।

8. उप-समिति 8- ट्रांसमिशन प्लानिंग**संविधान:**

- सदस्य (पीएस), केविप्रा अध्यक्ष के रूप में
- मुख्य अभियंता (पीएसपी एंड ए-आई) सदस्य सचिव के रूप में

सदस्य:

- एमएनआरई, पीजीसीआईएल, ग्रिड इंडिया, पीएफसी, आरईसी, स्टेट ट्रांसमिशन यूटिलिटी, सीटीयू वितरण लाइसेंसधारी के प्रतिनिधि
- केविप्रा - सीई (पीएसपी और ए-II), सीई (पीएसपीएम), सीई (एसईटीडी), आरपीसी

उप-समिति के संदर्भ की शर्तें

- पारेषण के लिए 2017-22 की अवधि के लिए लक्ष्यों की उपलब्धि की समीक्षा और कमी के कारण, यदि कोई हों।
- 2022-27 की अवधि के लिए एकीकृत पारेषण योजना का विकास और 2027-32 के लिए परिप्रेक्ष्य योजना।
- पारेषण में प्रौद्योगिकी विकास

9. उप-समिति 9- मानव संसाधन आवश्यकता**संविधान:**

- सदस्य (ई एंड सी), अध्यक्ष के रूप में
- मुख्य अभियंता (एचआरडी), केविप्रा सदस्य सचिव के रूप में

सदस्य:

- एमएनआरई, पीजीसीआईएल, एनटीपीसी, एनएचपीसी, ग्रिड इंडिया, दो राज्य जेनको के प्रतिनिधि
- एनपीटीआई, पीएसटीआई के प्रतिनिधि
- राष्ट्रीय कौशल विकास निगम के प्रतिनिधि

उप-समिति के संदर्भ की शर्तें:

- 2022-27 और 2027-32 की अवधि के लिए विद्युत क्षेत्र में मानव संसाधन की आवश्यकता का आकलन करना।
- मानव संसाधन विकास योजनाएँ जिसमें प्रशिक्षण की आवश्यकता का मूल्यांकन और आवश्यक बुनियादी ढाँचा शामिल है।

10. उप-समिति-10: ग्रिड स्थिरता के लिए फ्लेक्सिबल संसाधनों की आवश्यकता संविधान:

- सदस्य (योजना), केविप्रा अध्यक्ष के रूप में
- उप-समिति के सदस्य सचिव के रूप में मुख्य अभियंता (पीएसपी एंड ए-II)।

सदस्य:

- एमएनआरई, नीति आयोग, सीटीयू, पावरग्रिड, एनएचपीसी, एनटीपीसी, एनपीसीआईएल, ग्रिड इंडिया, पीएफसी के प्रतिनिधि
- केविप्रा - मुख्य अभियंता (आईआरपी), मुख्य अभियंता (टीईटीडी), मुख्य अभियंता (पीएसपी और ए आई), मुख्य अभियंता (आर एंड डी), मुख्य अभियंता (एचईटीडी), मुख्य अभियंता (एचपी एंड आई), मुख्य अभियंता (टीपीआरएम)

उप-समिति के संदर्भ की शर्तें:

- ग्रिड स्थिरता के लिए फ्लेक्सिबल संसाधनों की आवश्यकता का आकलन करना।
- ग्रिड संचालन के लिए उपलब्ध विभिन्न लचीले संसाधनों की पहचान करना जिसमें बेहतर परिचालन विशेषताओं, नवीकरणीय ऊर्जा आदि का बेहतर उपयोग के लिए ऊर्जा स्टोरेज विकल्प शामिल हैं।
- बेहतर परिचालन विशेषताओं, अक्षय ऊर्जा के बेहतर उपयोग आदि के लिए ऊर्जा स्टोरेज प्रणाली के एकीकरण के लिए भविष्य के रोडमैप का विकास।
- ग्रिड स्थिरता, सुरक्षा, विश्वसनीयता और लागत बाधाओं को ध्यान में रखते हुए पारंपरिक उत्पादन इकाइयों के फ्लेक्सिबल संचालन द्वारा अक्षय ऊर्जा के अधिकतम उपयोग के लिए रोडमैप तैयार करना।

जैसा कि ऊपर उल्लेख किया गया है अधिनियम की शर्तों को ध्यान में रखते हुए, केविप्रा द्वारा एनईपी की तैयारी के लिए अभ्यास किया गया था। यह योजना एनईपी की विभिन्न उप समितियों द्वारा प्रदान किए गए इनपुट का परिणाम है। ड्राफ्ट एनईपी को हितधारकों और आम जनता के विचारों/सुझावों/आपत्तियों के लिए केविप्रा और विद्युत मंत्रालय वेबसाइट पर प्रकाशित किया गया था। विभिन्न हितधारकों से प्राप्त प्रासंगिक टिप्पणियों का सारांश, उनके द्वारा की गई कार्रवाई के साथ, तालिका I में दिया गया है।

राष्ट्रीय विद्युत योजना (उत्पादन) की मसौदा रिपोर्ट
पर प्राप्त टिप्पणियों का सारांश
तालिका I

क्र.सं.	टिप्पणियों का सारांश	की गई कार्रवाई	एनईपी में संशोधन
1	जी. शिवरामकृष्णन		
1.1	उपयोगकर्ता स्तर के डीसी बिजली नेटवर्क के विकास के लिए अनुसंधान एवं विकास समर्थन।	एनईपी के दायरे में नहीं	नहीं
1.2	उपभोक्ता स्तर पर डीसी उपकरणों का परिचय और प्रचार।		
1.3	डीसी स्तर उप पारेषण और खपत के आंशिक प्रवासन के लिए नियामक ढांचा।		
1.4	प्रौद्योगिकी पर मध्यम वोल्टेज/कम वोल्टेज डीसी नेटवर्क स्थापित किया जाएगा		
2	अंतर्राष्ट्रीय सौर गठबंधन		
2.1	नवीकरणीय ऊर्जा की भविष्य की पूंजीगत लागत के लिए उद्योग-मानक अनुमानों का उपयोग करने के लिए पूंजीगत लागत अनुमानों (अनुलग्नक 8.1 में तालिका I) को संशोधित करें	विकासकर्ता के साथ चर्चा के आधार पर पूंजीगत लागत अनुमानों पर विचार किया गया है।	नहीं
2.2	333.4 गीगावाट पर सौर और 134.2 गीगावाट पर पवन की दिखाई देने वाली कैप को आर्थिक रूप से अनुकूलित राशि से बदला जाना चाहिए। (बीईएसएस सहित)	अध्ययन से प्राप्त न्यूनतम लागत इष्टतम उत्पादन मिश्रण विवशताओं के साथ हैं जो व्यवहार्य और व्यावहारिक सीमाओं को दर्शाता है।	नहीं
2.3	भविष्य के संयंत्रों के लिए अनुमानित पवन पीएलएफ प्रकाशित करें और 140 मीटर टर्बाइनों के लिए उच्च पीएलएफ सुनिश्चित करें	पवन टर्बाइनों के समग्र पीएलएफ का उल्लेख अनुबंध5.1 में किया गया है	नहीं
2.4	कम से कम लागत बिजली संसाधन योजना तक पहुंचने के लिए अनुमानित चर कोयले की लागत प्रति किलोवाट घंटे, नए और मौजूदा संयंत्रों के लिए ताप दर प्रकाशित करें।	अंतिम एनईपी में शामिल	हाँ
2.5	यह स्पष्ट नहीं है कि योजना में पूंजीगत लागतों, थोपी गई बाधाओं या परिवर्तनीय लागतों के आसपास की धारणाओं के कारण उच्च लागत सृजन संसाधन शामिल हैं या नहीं।	अध्ययन के लिए सभी प्रकार के उत्पादन संसाधनों और भंडारण पर विचार किया जाता है और संपूर्ण बिजली प्रणाली के लिए लागत अनुकूलन के आधार पर चयन किया जाता है, जिसमें पूंजीगत लागत, परिवर्तनीय लागत, दक्षता, जीवन काल आदि शामिल हैं।	नहीं
3	एचईआरसी		
3.1	2022-27 के दौरान पीक डिमांड को पूरा करने के लिए 2022-27 की कैपेसिटी एडिशन प्लान में बैटरी स्टोरेज	अध्ययन अवधि के लिए सभी प्रकार के उत्पादन संसाधन और भंडारण पर विचार किया जाता है। सिस्टम में इष्टतम	नहीं

	होना चाहिए।	और आवश्यक होने पर ही बैटरी जोड़ना शुरू होता है।	
3.2	2022-27 और 2027-32 के दौरान आरई की उच्च क्षमता वृद्धि के कारण ग्रिड सुरक्षा मुद्दे का समाधान करें।	एनईपी वॉल्यूम II ट्रांसमिशन में इसे शामिल किया गया है।	नहीं
3.3	क्षमता वृद्धि ऊर्जा महत्वाकांक्षा के शीर्ष पर बनी हुई है, मौजूदा संसाधनों (टीपीपी, गैस और नवीकरणीय सहित) के उचित उपयोग को पर्याप्त रूप से संबोधित करने की जरूरत है।	मौजूदा क्षमता का उपयोग संयंत्र की उपलब्धता, ईंधन की उपलब्धता और लागत अर्थशास्त्र पर निर्भर करता है। इसके अलावा, नवीकरणीय उत्पादन संयंत्रों को अनिवार्य रूप से चलाना है।	नहीं
3.4	योजना में बहुपक्षीय एजेंसियों के साथ-साथ बाजारों (ग्रीन बॉन्ड्स) चाहिए, जो एनईपी के दायरे में नहीं है।	एनईपी के अध्याय 8 में फंड की आवश्यकताओं को संबोधित किया गया है।	नहीं
3.5	डी-कार्बोनाइजेशन, कार्बन फंडिंग, कोयले की कमी और एपीएम गैस और कमी को दूर करने के तंत्र पर चर्चा करने की योजना	योजना में पर्याप्त रूप से कवर किया गया है	नहीं
4.	एस.के. सोनी		
4.1	अनुलग्नक 6.1- जब तक कोई औचित्य न हो, दशमलव स्थानों को खत्म किया जा सकता है	अंतिम एनईपी में सही किया गया	हाँ
4.2	जबकि 1200 केवी एक इंजीनियरिंग उपलब्धि है, और भारत को इस पर गर्व है, हालाँकि सभी व्यावहारिक उद्देश्यों के लिए 1200 केवी न तो किफायती है और न ही संचालन के लिए अनुकूल है और कई अन्य स्पष्ट कारण हैं। इसलिए विनिर्माण क्षमता विकसित करने की सिफारिश करना अनुचित हो सकता है और उद्योग को गुमराह कर सकता है।	अनुभव प्राप्त करने के लिए प्रौद्योगिकी का पता लगाया जा सकता है।	नहीं
5	आरएमआई इंडिया		
5.1	एनईपी को या तो 5 घंटे की बीईएसएस अवधि (यदि इस तरह के सिस्टम कॉन्फिगरेशन के लिए ठोस कारण हैं) पर विचार करने के औचित्य को स्पष्ट करना चाहिए या 2031-32 बीईएसएस क्षमता अनुमानों के लिए 4 घंटे की अवधि को संशोधित करना चाहिए।	अंतिम एनईपी में अध्ययन के लिए 1 मेगावाट /1 मेगावाट घंटे/2 मेगावाट घंटे/4 मेगावाट घंटे /6 मेगावाट घंटे बैटरी आकार पर विचार किया गया है।	हाँ
5.2	बीईएसएस के लिए लागत में गिरावट के परिदृश्यों पर विचार करें	पहले से ही कवर किया हुआ।	नहीं
5.3	बीईएसएस का वैल्यू स्टैकिंग: बीईएसएस को लागत प्रभावी बनाने के लिए शामिल किया जाना है।	बीईएसएस के कई अनुप्रयोग हो सकते हैं जो इसे लागत प्रभावी बनाएं और मामले के आधार पर विचार किया जा सकता है इसलिए एनईपी में शामिल नहीं है।	नहीं
5.4	निकट अवधि में हरित हाइड्रोजन उत्पादन के लिए फर्म अक्षय ऊर्जा की मांग होगी, जिससे पंप भंडारण परियोजनाओं (पीएसपी) की मांग में सबसे अधिक वृद्धि	हरित हाइड्रोजन का उत्पादन प्रारंभिक अवस्था में है और व्यावसायिक रूप से उपलब्ध होने पर इस पर विचार किया	नहीं

	होगी। यह ग्रिड को संतुलित करने के लिए बीईएसएस की शुद्ध भंडारण मांग को प्रभावित करेगा।	जाएगा। 20वीं ईपीएस अपेक्षाओं के अनुसार हरित हाइड्रोजन उत्पादन से बिजली की मांग शामिल है।	
5.5	लंबी अवधि के विद्युत भंडारण के लिए हरित हाइड्रोजन की भूमिका की भी जांच की जानी चाहिए।	हरित हाइड्रोजन का उत्पादन प्रारंभिक अवस्था में है और व्यावसायिक रूप से उपलब्ध होने पर इस पर विचार किया जाएगा	नहीं
5.6	आरए दिशानिर्देशों की आवश्यकता को पूरा करने के लिए राज्य के बिजली/ऊर्जा विभागों या डिस्कॉम के तहत जहां भी उपयुक्त हो, राज्य डिस्कॉम समर्पित आईआरपी स्थापित कर सकते हैं।	एनईपी के दायरे में नहीं	नहीं
5.7	एनईपी बीईएसएस, पावर मार्केट्स और पावर सिस्टम फ्लेक्सिबिलिटी के लिए विशेष प्रशिक्षण पर ध्यान केंद्रित करने की सिफारिश कर सकता है क्योंकि वे नए विषय हैं जो महत्वपूर्ण परिवर्तन के दौर से गुजर रहे हैं।	अंतिम एनईपी में शामिल	हाँ
5.8	अतिरिक्त प्रशिक्षण में उन्नत मांग और आपूर्ति पूर्वानुमान तकनीकों के लिए क्षमता निर्माण शामिल हो सकता है		हाँ
5.9	क्रॉस स्टेट/डिस्कॉम लर्निंग के लिए उपयुक्त प्लेटफॉर्म और कार्यशालाओं के माध्यम से अवसर बनाया जाना चाहिए, और ज्ञान हस्तांतरण के लिए एक व्यवस्थित तरीके की कल्पना की जानी चाहिए।	एनईपी के दायरे में नहीं	नहीं
5.10	एनईपी और क्षमता विस्तार योजना के लिए पूर्वानुमानित ऊर्जा मांग महत्वपूर्ण है। भविष्य में एनईपी रिलीज के लिए, राष्ट्रीय विद्युत योजना के साथ स्थापित और संरेखित ईपीएस मांग अनुमानों की पूरी तरह से जांच करना वांछनीय होगा	फाइनल एनईपी फाइनल 20वें ईपीएस पर आधारित होगा।	हाँ
5.11	प्रति घंटा लोड प्रोफाइल में और सटीक बदलाव की गुंजाइश है जो नए लोड के साथ घटित होगी जैसे कि बड़ी हुई कूलिंग और इलेक्ट्रिक वाहनों की मांग।	अंतिम एनईपी नवीनतम प्रति घंटा लोड प्रोफाइल पर आधारित है।	हाँ
5.12	सुनिश्चित करें कि एनईपी में शामिल एनडीसी लक्ष्य अगस्त 2022 में केंद्रीय मंत्रिमंडल द्वारा अनुमोदित लक्ष्यों के अनुरूप हों।	एनईपी को नवीनतम एनडीसी लक्ष्यों के साथ संरेखित किया गया है।	नहीं
5.13	पर्यावरण और मानव स्वास्थ्य पर बिजली क्षेत्र के प्रभाव की पूर्ण पारदर्शिता और मूल्यांकन में पूर्ण जीवनचक्र का प्रकटीकरण शामिल होना चाहिए। केविप्रा की इन प्रभावों की स्वीकृति को ऊपर और नीचे की ओर उत्सर्जन और ईंधन निकासी जैसी गतिविधियों से भूमि उपयोग पर प्रभाव को शामिल करने के लिए विस्तृत किया जा सकता है।	ये प्रासंगिक विचार हैं, लेकिन एनईपी में शामिल करना संभव नहीं था।	नहीं
5.14	सुनिश्चित करें कि ग्रिड उत्सर्जन कारक भारतीय विद्युत क्षेत्र वी17.0 (सीओ 2 डेटाबेस) के लिए सीओ2 बेसलाइन डेटाबेस में रिपोर्ट किए गए कारकों के साथ	सीओ 2 बेसलाइन डेटाबेस के अनुसार अपडेट किया गया	हाँ

	संरेखित हों।		
5.15	स्पष्ट करें कि क्या उत्सर्जन (वास्तविक और अनुमानित दोनों) कार्बन या कार्बन समतुल्य तक सीमित हैं।	उत्सर्जन केवल सीओ 2-उत्सर्जन को कवर करता है।	नहीं
5.16	एनईपी में देश भर में विद्युत व्यवस्था को लचीला बनाने के लिए बाजार आधारित आर्थिक डिस्पैच (एमबीईडी) दृष्टिकोण का उल्लेख नहीं है। विद्युत व्यवस्था के लचीलेपन को आगे बढ़ाने के लिए इसे एक महत्वपूर्ण मार्ग के रूप में शामिल किया जाना चाहिए।	एनईपी एक अनुकूलन पद्धति लागू करता है जो भौगोलिक संसाधनों को प्रासंगिक के रूप में साझा करता है। इसलिए मार्केट डिस्पैच को अप्रत्यक्ष रूप से मॉडलिंग दृष्टिकोण में दर्शाया गया है।	नहीं
6.	सीईएससी लिमिटेड		
6.1	एफजीडी स्थापित करने के अनुपालन पर मामला-दर-मामला आधार पर ही विचार किया जाना चाहिए। अंतिम उपभोक्ताओं पर प्रभाव को सीमित करने के लिए सरकार से पर्याप्त मौद्रिक सहायता आवश्यक होगी।	एनईपी के दायरे में नहीं	नहीं
6.2	2022-32 के दौरान चालू होने वाली परियोजनाओं के लिए सरकारी संस्थाओं के बराबर निजी भागीदारियों को भी सरकारी सहायता प्रदान/ विस्तारित की जानी चाहिए।	एनईपी परियोजनाओं के स्वामित्व के बीच अंतर नहीं करता है।	नहीं
6.3	एक स्वतंत्र कोयला नियामक स्थापित करें	एनईपी के दायरे में नहीं	नहीं
6.4	उत्पादन कंपनियों को कोयला खदानों के पास रेलवे साइडिंग तक पहुंच प्रदान करने के लिए नीतिगत दस्तावेज तैयार किए जा सकते हैं, भले ही उनके स्वामित्व की प्रकृति कुछ भी हो।	एनईपी के दायरे में नहीं	नहीं
6.5	परियोजनाओं या परियोजना क्षमता के वाणिज्यिक संचालन की तारीख पर विचार करते हुए अक्षय और गैर-नवीकरणीय के रूप में जल विद्युत परियोजनाओं का कृत्रिम वर्गीकरण मनमाना और बिना किसी तकनीकी आधार के प्रतीत होता है।	सभी जलविद्युत परियोजनाओं को नवीकरणीय ऊर्जा स्रोत घोषित किया गया है।	नहीं
6.6	ऊर्जा के नवीकरणीय स्रोत के रूप में वेस्ट हीट रिकवरी सिस्टम से कोजेनरेशन को स्वीकार करना	एनईपी के दायरे में नहीं	नहीं
6.7	देश में परमाणु ऊर्जा क्षमता बढ़ाने के लिए निजी भागीदारी को प्रोत्साहित किया जाना चाहिए।	एनईपी परियोजनाओं के स्वामित्व के बीच अंतर नहीं करता है।	नहीं
6.8	पूर्व विस्तृत अध्ययन के साथ विद्युत क्षेत्र में बाजार आधारित दृष्टिकोण की ओर बढ़ने से पहले सावधानी बरतनी चाहिए।	एनईपी के दायरे में नहीं	नहीं
6.9	विद्युत व्यवस्था को मजबूत और लचीला बनाने और उपभोक्ताओं को गुणवत्तापूर्ण विद्युत प्रदान करने के लिए क्षेत्र में सभी नई/उभरती प्रौद्योगिकियों जैसे बैटरी एनर्जी स्टोरेज, हाइड्रोजन, ब्लॉकचैन, एआई, एमएल, एआर, बिग डेटा एनालिटिक्स को प्रोत्साहित किया जाना चाहिए।	आपूर्ति पक्ष में बैटरी एनर्जी स्टोरेज सिस्टम जैसी नई तकनीकों पर विचार किया गया है जबकि विद्युत की मांग का अनुमान लगाते समय हरित हाइड्रोजन उत्पादन के कारण विद्युत ऊर्जा की आवश्यकता पर विचार किया गया है।	नहीं
6.10	आरई और भंडारण प्रणालियों के लिए दुर्लभ पृथ्वी खनिजों जैसे नी, को, ली आदि तक पहुंच के लिए राष्ट्रीय स्तर की योजना बनाई जानी चाहिए।	एनईपी के दायरे में नहीं	नहीं

7.	आदित्य लोला (वरिष्ठ विद्युत नीति विश्लेषक-एशिया)		
7.1	ऐसा प्रतीत होता है कि एनईपी के मसौदे के अनुमान भारत के 2030 के 450 गीगावॉट नवीकरणीय ऊर्जा (बड़े हाइड्रो को छोड़कर) और 500 गीगावॉट गैर-जीवाश्म क्षमता के पिछले लक्ष्यों के साथ पूरी तरह से संरेखित नहीं हैं।	एनईपी अनुमान एनडीसी लक्ष्यों के अनुरूप हैं	नहीं
7.2	मसौदा योजना से यह स्पष्ट नहीं है कि इलेक्ट्रिक पावर सर्वे (ईपीएस) उप-समिति द्वारा चरम मांग वृद्धि का मॉडल कैसे तैयार किया गया था।	20वीं ईपीएस रिपोर्ट में विवरण का उल्लेख किया गया है।	नहीं
7.3	विजली की मांग में वृद्धि में अनिश्चितता के कारण विभिन्न परिदृश्यों पर विचार किया जा सकता है।	मांग में वृद्धि पर विचार करने वाला परिदृश्य पहले से ही अध्याय 5 में है।	हाँ
8.	एचपीजीसीएल		
8.1	एनईपी को ध्यान देना चाहिए कि आईएसटीएस शुल्क का बोझ कैसे कम किया जा सकता है जो बदले में राज्यों के लिए एपीपीसी को कम करने में मदद करता है।	एनईपी के दायरे में नहीं	नहीं
8.2	प्रतिस्पर्धी बोली के माध्यम से राष्ट्रीय आधार पर विद्युत उत्पादन क्षमता राज्य को मांग आपूर्ति आवश्यकताओं को ध्यान में रखते हुए मौसमी या मासिक आधार पर आवंटित की जाएगी।	एनईपी के दायरे में नहीं	नहीं
8.3	ग्रामीण ग्रिड को पूरी तरह से आरई उत्पादन पर बनाने के लिए कैनाल टॉप सोलर के माध्यम से आरई उत्पादन बनाने के लिए बीजीएफ को राज्य जेनको तक बढ़ाया जाना चाहिए।	एनईपी के दायरे में नहीं	नहीं
8.4	ग्रिड सुरक्षा और अन्य राष्ट्रीय सुरक्षा पहलुओं पर विचार करते हुए राज्य के भीतर घरेलू उत्पादन की आवश्यकता पर भी विचार किया जा सकता है।	जनरेशन एक्सपेंशन प्लानिंग अध्ययन क्षेत्रीय आधार पर किए गए हैं और इंस्टास्टेट जनरेशन और मांगों का अनुकूलन नहीं करते हैं।	नहीं
8.5	अत्यावश्यकताओं को पूरा करने के लिए आइलन्ड कैसे बनाया जा सकता है, यह भी देखने की जरूरत है।	एनईपी वॉल्यूम I (जनरेशन) के दायरे में नहीं	नहीं
9.	सीएसईपी		
9.1	'रूढ़िवादी परिदृश्य' की व्याख्या की विवेचन करने की आवश्यकता है। चाहे वह मांग पक्ष पर रूढ़िवादी हो या आपूर्ति पक्ष पर।	स्पष्टीकरण एनईपी के अध्याय 5 में जोड़ा गया	हाँ
9.2	परिदृश्य भूमि अधिग्रहण में कठिनाइयों, प्रयुक्त पीवी पैनल निपटान और प्रभावित समुदायों के प्रतिरोध के कारण आरई स्थापित करने में चुनौतियों पर विचार कर सकता है। एक अन्य परिदृश्य उच्च तापमान, सूखे के साथ एक अत्यधिक परिवर्तित जलवायु पर विचार कर सकता है जो हाइड्रो उत्पादन को प्रभावित करता है, आदि। दूसरा एक वैश्विक आपूर्ति श्रृंखलाओं (महत्वपूर्ण खनिजों की आपूर्ति सहित) और सामग्री और वित्त दोनों के लिए उच्च लागत के मुद्दों पर आधारित हो सकता है।	इसे पकड़ने के लिए परिदृश्य विश्लेषण किया गया है। वार्षिक स्थापना प्रतिबंध उल्लिखित विचारों का परिणाम हैं।	हाँ

	उच्च जीडीपी ही न केवल उच्च मांग वृद्धि के साथ, बल्कि अधिक एसी पैठ से असमान रूप से उच्च शिखर आवश्यकताओं के साथ, चुने हुए या संभावित चर में कई बदलावों की ओर ले जाता है।		
9.3	कीमतों में अनिश्चितता (पूँजीगत लागत और ईंधन लागत दोनों) पर विचार नहीं किया गया है, अगर आपूर्ति पक्ष (उदाहरण के लिए, आरई) लक्ष्यों को पूरी तरह से पूरा नहीं किया जाता है, तो क्षमता वृद्धि पर प्रभाव को ध्यान में नहीं रखा गया है।	अध्याय 5 में रूढ़िवादी परिदृश्य इसे पकड़ लेता है।	नहीं
9.4	वित्तीय वर्ष 22, वित्तीय वर्ष 27, और वित्तीय वर्ष 32 के लिए एनईपी अनुमानित मूल्यों के रूप में अंतरिम वर्षों के लिए अनुमान कैसे लगाए गए हैं? यदि वार्षिक अंतरिम अस्थिरता पर्याप्त फर्म क्षमता होगी।	अंतरिम वर्षों के लिए मांग अनुमानों को 20वीं ईपीएस रिपोर्ट में विस्तृत किया गया है और एनईपी में लागू किया गया है।	नहीं
9.5	यह स्पष्ट नहीं है कि केविप्रा द्वारा किस नियोजन क्षितिज का उपयोग किया गया था। यदि यह दस वर्ष था, तो यह बहुत कम हो सकता है क्योंकि नई संपत्ति (पीवी संयंत्र, कोयला संयंत्र, आदि) का जीवन बहुत लंबा है, कम से कम 25 वर्ष।	एनईपी तैयार करते समय जेनरेशन एसेट्स की लाइफ का ध्यान रखा गया है। एनईपी का दायरा बिजली क्षेत्र नियोजन उद्देश्यों के लिए अगले 10 वर्षों का मॉडल बनाना है।	नहीं
9.6	सौर और पवन उत्पादन के लिए बिना किसी संभाव्यता के प्रोफाइल के एकल सेट के उपयोग से नियोजन अभ्यास में महत्वपूर्ण त्रुटियां हो सकती हैं। इस संदर्भ में संभाव्य विश्लेषण बहुत महत्वपूर्ण हो जाता है।	उत्पादन उद्देश्यों के लिए संभाव्य विश्लेषण किया गया है।	नहीं
9.7	निर्माणाधीन एवं सेवानिवृत्ति संयंत्रों की सूची सामने देने के स्थान पर अर्थशास्त्र के कारण मॉडल द्वारा बनाई जाए।	निर्माणाधीन और पहले से नियोजित सेवानिवृत्ति को अध्ययन के लिए एक इनपुट के रूप में लिया जाता है क्योंकि इन्हें वास्तविकता में बदला नहीं जा सकता है।	नहीं
9.8	किसी अतिरिक्त परमाणु संयंत्र को निवेश विकल्प के रूप में क्यों नहीं माना गया? (धारा 5.6.9)	अंतिम एनईपी सैद्धांतिक रूप से स्वीकृत परमाणु परियोजनाओं को निवेश विकल्प के रूप में मानता है।	नहीं
9.9	तालिका 7.4 पिछले दो वर्षों (2020-21 और 2021-22) में कोयले (ईंधन) की कमी के कारण उत्पादन में कोई नुकसान नहीं दिखाता है। अगर ऐसा है तो हमने पिछले 2 साल में 2 संकट कैसे देखे?	कोयले की कमी के कारण कोई उत्पादन हानि नहीं हुई है।	नहीं
9.10	निजी क्षेत्र के आवंटन सहित भविष्य में कोयला कहां से आएगा, इसका पारदर्शी विश्लेषण किया जाना चाहिए। 40एमटी के रूप में आयातित कोयले की आवश्यकता वास्तविक मूल्य से कम लगती है।	टिप्पणी को संबंधित विंग को विचार के लिए भेज दिया गया है। 40 एमटी केवल कोयला आधारित बिजली संयंत्रों के लिए है जो आयातित कोयले के लिए समर्पित हैं। अतिरिक्त कोयला अन्य संयंत्रों के साथ-साथ ईंधन आवश्यकताओं के लिए आवश्यक हो सकता है।	नहीं

9.11	भंडारण के बारे में कैसे सोचा जाए? क्या यह आपूर्ति या मांग है? क्या इसे किसी भी और हर शक्ति स्रोत का उपयोग करना चाहिए, या इसे अतिरिक्त या समर्पित आपूर्ति की आवश्यकता होगी, विशेष रूप से आरई आपूर्ति? इसे पारदर्शी नहीं बनाया गया है।	विद्युत मंत्रालय द्वारा जारी सहायक सेवाओं के साथ-साथ जनरेशन, ट्रांसमिशन और डिस्ट्रीब्यूशन एसेट्स के हिस्से के रूप में बैटरी एनर्जी स्टोरेज सिस्टम की खरीद और उपयोग के लिए दिशानिर्देश से विवरण प्राप्त किया जा सकता है। एनईपी में भंडारण प्रौद्योगिकियों से शुद्ध नुकसान होता है, जिसे उत्पादन अनुकूलन के भाग के रूप में माना जाता है।	नहीं
9.12	5 घंटे की बैटरी चुनने का क्या औचित्य है? क्या बैटरी का उपयोग एकीकृत "आपूर्ति विकल्प" के रूप में किया गया था या इसकी क्षमता और ऊर्जा पहलुओं को विश्लेषण में अलग किया गया था?	बैटरी भंडारण को आवश्यकता के अनुसार अनुकूलित किया गया है।	नहीं
9.13	क्या प्रतिनिधि दिवस आधारित मौसमी मॉडलिंग एक वर्ष या भविष्य के वर्षों के भीतर किसी भी अस्थिरता को याद करेगी।	इसे देखने के लिए 8760 घंटे का डिस्पैच मॉडल चलाया गया है।	नहीं
10.	जलवायु जोखिम क्षितिज		
10.1	उत्पादन योजना के लिए कोयला बिजली संयंत्र कैपेक्स में मुद्रास्फीति पर विचार नहीं किया गया	उत्पादन विस्तार योजना अध्ययन में सभी लागत मुद्रास्फीति को छोड़कर, वास्तविक रूप में दी गई हैं।	नहीं
10.2	ईंधन मूल्य और संचालन और रखरखाव व्यय में मुद्रास्फीति।	कोयले की लागत में 1% की वास्तविक वृद्धि पर विचार किया गया है और मुद्रास्फीति पर विचार नहीं किया गया है।	नहीं
10.3	लचीला संचालन की लागत: नवीकरणीय ऊर्जा विशेष रूप से सौर की बढ़ती हिस्सेदारी के साथ, कोयला संयंत्रों को अधिक स्टार्ट/स्टॉप और लगातार रैंपिंग आवश्यकताओं के साथ लचीले ढंग से संचालित करने की आवश्यकता होगी।	कम से कम लागत विकल्प पर पहुंचने के लिए स्टार्ट-अप लागत और ताप दर गिरावट के लिए दंड का मॉडल तैयार किया गया है।	नहीं
10.4	वायु प्रदूषण मानदंडों का अनुपालन करने से प्रदूषण नियंत्रण प्रौद्योगिकियों (पीसीटी) पर पूंजीगत व्यय होगा जो उत्पादन की निश्चित लागत में वृद्धि करेगा। इसके अतिरिक्त, कम दक्षता, अभिकर्मक लागत और बढ़े हुए ओ एंड एम के कारण परिवर्तनीय लागत भी प्रभावित होगी।	एफजीडी की स्थापना और संचालन के कारण लागत में वृद्धि को ध्यान में रखा गया है।	नहीं
10.5	एनईपी के मसौदे में 2026-27 तक 7,682 मेगावॉट अतिरिक्त कोयले की परिकल्पना की गई है। उत्पादन योजना नए कोयला संयंत्रों के निर्माण के लिए 4 साल का समय मानती है, जबकि कोयला संयंत्रों को संचालन शुरू करने में लगभग हमेशा अधिक समय लगता है। यह अवास्तविक धारणा आने वाले दशकों के लिए अर्थव्यवस्था को और अधिक महंगी बिजली के लिए बाध्य कर सकती है।	नए कोयला आधारित संयंत्रों के निर्माण के लिए चार साल का समय विकासकर्ता के इनपुट के आधार पर माना जाता है।	नहीं

11	एनटीपीसी		
11.1	विभिन्न नोड्स पर स्थिरता सुनिश्चित करने के लिए डब्ल्यूएससीआर का वांछित मान क्या है? हम अलग-अलग नोड्स पर इसका अनुपालन कैसे कर सकते हैं?	एनईपी के दायरे से बाहर	नहीं
11.2	विभिन्न नवीकरणीय समृद्ध क्षेत्रों की जड़ता मानचित्रण		नहीं
11.3	अन्य वैकल्पिक तकनीकों के साथ सिंक्रोस कंडेनसर की तकनीकी प्रदर्शन तुलना?		नहीं
11.4	प्रौद्योगिकियों के बीच स्थान की आवश्यकता और लागत की तुलना कैसे की जाती है?	पूँजीगत लागत में प्रौद्योगिकी उपकरणों की लागत और संबंधित भूमि की आवश्यकता, निर्माण लागत आदि शामिल हैं।	नहीं
11.5	क्या सेवानिवृत्त होने वाले मौजूदा संयंत्रों को सिंक्रोस कंडेनसर के रूप में रेट्रोफिट किया जा सकता है या सिंक्रोस कंडेनसर के लिए अन्य उपकरण का उपयोग किया जा सकता है	एनईपी के दायरे में नहीं	नहीं
12	यमुना जी अभियान		
12.1	एनईपी पर्यावरण, सामाजिक और आर्थिक लागतों पर विचार करने में विफल है। बिजली की मांग में अनियंत्रित वृद्धि से प्राकृतिक संसाधनों (लोहा, दुर्लभ पृथ्वी सामग्री) की अधिक खपत होगी।	बिजली की मांग का अनुमान लगाते समय ऊर्जा दक्षता उपायों और मांग पक्ष प्रबंधन पर विचार किया गया है। आर्थिक लागतों को समग्र अनुकूलन पद्धति के भाग के रूप में माना जाता है।	नहीं
12.2	आपूर्ति पक्ष के विकल्प - जलवायु परिवर्तन के प्रति उदासीनता और समाज को कुल लागत। पीएसपी प्रौद्योगिकी के कई नकारात्मक पहलुओं और हमारे समाज के लिए उपलब्ध बेहतर विकल्पों पर विभिन्न विकल्पों के समाज को लागत और लाभ के संदर्भ में सावधानी से विचार किया जाना चाहिए।	अक्षय ऊर्जा स्रोतों सहित उत्पादन क्षमता मिश्रण पर पहुंचने के लिए सभी उपलब्ध तकनीकी विकल्पों पर विचार किया गया है। एनईपी में समाज के लिए सभी संभव बाह्यताओं को शामिल नहीं किया गया है क्योंकि यह दायरे से बाहर है।	नहीं
12.3	बड़ी संख्या में अतिरिक्त कोयला खदानें खोली जा रही हैं, और कानूनी रूप से संरक्षित वन्यजीव अभयारण्यों के मुख्य क्षेत्रों के भीतर और विशाल पारिस्थितिक मूल्य के घने सामयिक आरक्षित वनों में भी कई पीएसपी और जल विद्युत परियोजनाओं की योजना/कार्यान्वयन किया जा रहा है।	किसी भी बिजली परियोजना के विकास से पहले पर्यावरण मंजूरी ली जाती है।	नहीं
12.4	इस बात पर भी जोर दिया जाना चाहिए कि कम से कम लागत का यह विचार पूरी तरह से पूरे समाज के लिए किया जाना चाहिए, जिसमें वनस्पतियों, जीवों और सामान्य पर्यावरण से जुड़े लागत/आर्थिक मूल्य शामिल हैं।	एनईपी में समाज के लिए सभी संभव बाह्यताओं को शामिल नहीं किया गया है क्योंकि यह दायरे से बाहर है।	नहीं
12.5	उपयुक्त घरेलू विकल्पों की उपलब्धता के बावजूद, यदि हमारी ऊर्जा क्षेत्र की योजना और कार्यान्वयन आयात पर निर्भरता के व्यापक निहितार्थों की उपेक्षा करना	आत्म निर्भर भारत को बढ़ावा दिया गया, लागू किया गया और निगरानी की गई।	नहीं

	जारी रखता है, तो आत्म निर्भरता पर बुलंद नारे केवल कागज पर ही रहेंगे		
12.6	लाजार्ड के ऊर्जा विश्लेषण की स्तरीय लागत के अनुसार, सौर, पवन और ऊर्जा भंडारण सुविधाओं की स्तरीकृत लागत प्रतिस्पर्धी या नए कोयले और परमाणु से भी बेहतर हो सकती है। इस संदर्भ में, यह निंदनीय है कि इस बात का कोई स्पष्टीकरण नहीं है कि प्राधिकारी ने योजना अवधि में सौर और पवन ऊर्जा क्षमताओं के बजाय कोयले और परमाणु की भारी क्षमताओं को जोड़ने को क्यों प्राथमिकता दी है।	यह एन ईपी के अध्याय 5 में समझाया गया है। एनईपी संपूर्ण बिजली प्रणाली अनुकूलन के आधार पर अनुकूलन करता है, जबकि ऊर्जा पद्धति की स्तरीय लागत केवल प्रति यूनिट उत्पादन लागत पर विचार करती है। ये दो पद्धतियां भिन्न हैं और हमेशा संरेखित नहीं होती हैं।	नहीं
12.7	कोयले और प्राकृतिक गैस बिजली प्रौद्योगिकियों के मामले में जीवाश्म ईंधन के आयात से जुड़ी व्यापक चिंताएँ (अर्थशास्त्र के साथ-साथ ऊर्जा सुरक्षा मुद्दे); परमाणु रिएक्टरों के मामले में ईंधन और प्रौद्योगिकी; और आरई स्रोतों और ऊर्जा भंडारण बैटरी के लिए दुर्लभ पृथ्वी खनिजों का देश की समग्र ऊर्जा नीति में महत्वपूर्ण विचार होना चाहिए; लेकिन शायद ही कभी, हमारे देश में संबंधित मुद्दों पर निष्पक्ष रूप से विचार-विमर्श किया गया हो। योजना दस्तावेज के मसौदे को इस संबंध में अपवाद के रूप में नहीं देखा जाता है।	एनईपी जनरेशन वॉल्यूम I में इसका ध्यान रखा गया है।	नहीं
12.8	इतने बड़े-बड़े दावों के बावजूद, यह बेहद निंदनीय है कि मसौदा योजना में जीवाश्म ईंधन आधारित और परमाणु ऊर्जा प्रौद्योगिकियों की स्थापित क्षमता में भारी वृद्धि पर ध्यान केंद्रित किया गया है। इससे भी अधिक निंदनीय तथ्य यह है कि क्या कहा जा रहा है और क्या व्यवहार किया जा रहा है, इस तरह की असंगति के औचित्य की व्याख्या करने के लिए कोई नीति/योजना दस्तावेज नहीं है।	एनईपी जनरेशन वॉल्यूम I के अध्याय 5 में शामिल।	नहीं
12.9	वितरित प्रकार के आरई स्रोत जैसे रूफटॉप एसपीवी सिस्टम, छोटे/मध्यम आकार के पवन टर्बाइन, समुदाय आधारित बायोएनर्जी इकाइयां बड़े आकार के आरई स्रोतों (सौर/पवन ऊर्जा पार्क) की तुलना में बहुत अधिक प्रासंगिक और आकर्षक हो सकते हैं।	इसे एमएनआरई द्वारा कार्यान्वित किया जा रहा है।	नहीं
12.10	केंद्र द्वारा नियंत्रित और जीवाश्म ईंधन आधारित एकीकृत बिजली ग्रिड प्रणाली के कष्टप्रद मुद्दों की संख्या को ध्यान में रखते हुए, भविष्य की विद्युत शक्ति प्रणाली की उम्मीद की जा सकती है कि आरईएस द्वारा संचालित और उपयुक्त आईसीटी और सुरक्षा प्रौद्योगिकियों द्वारा सक्षम बड़ी संख्या में माइक्रो-ग्रिड/स्मार्ट ग्रिड का एक संघ बनें	भारी मात्रा में बिजली की आवश्यकता को पूरा करने के लिए यह भविष्य में अभी दूर की बात लगती है।	नहीं
12.11	अब तक सामने आई चुनौतियों को उजागर करने के लिए पिछले 75 वर्षों के दौरान बिजली क्षेत्र का व्यापक विश्लेषण: तकनीकी, पर्यावरण, सामाजिक, आर्थिक,	एनईपी के दायरे से बाहर	नहीं

	रसद, प्राकृतिक संसाधन जुटाना/बाधाएं		
12.12	इस अनुभव से सीखे गए व्यावहारिक सबक, हमारी बढ़ती आबादी की बढ़ती आकांक्षाओं के समग्र कल्याण के नजरिए से, हमारी भविष्य की योजनाओं के केंद्र में होने चाहिए।	एनईपी तैयार करते समय भी इसी पर विचार किया गया है।	नहीं
12.13	हमारे लोगों के लिए जलवायु परिवर्तन से किस प्रकार के बढ़ते खतरों पर अनवरत विचार से इस तरह के अनुमानों और संभावित पाठ्यक्रम सुधारों पर प्रभाव पड़ने की संभावना है।	अनुमानित उत्पादन क्षमता मिश्रण सतत विकास का समर्थन करेगा।	नहीं
12.14	भविष्य के लिए इन मुद्दों का एक सुविचारित और सावधानीपूर्वक प्रक्षेपण, अर्थात् 2027-32, 2037-42 आदि के लिए; और शिखर और वार्षिक ऊर्जा मांग का विश्वसनीय प्रक्षेपण यह मानते हुए कि ऊर्जा दक्षता उपायों और मांग पक्ष प्रबंधन उपायों में से अधिकांश को लागू किया जाएगा।	एनईपी की हर पांच साल में समय-समय पर समीक्षा की जाती है। 20वें ईपीएस में सुझाई गई अवधियों के लिए मांग अनुमान शामिल हैं।	हाँ
12.15	हाल के वर्षों में दुनिया भर से विभिन्न तकनीकी विकास और व्यावहारिक अनुभव जो भारत के लिए सही मायने में प्रासंगिक हैं, और उन्हें भारतीय परिस्थितियों में कैसे अनुकूलित किया जाए।	भारतीय बिजली क्षेत्र को ध्यान में रखते हुए उत्पादन तकनीकी विकल्पों को अपनाया गया है।	नहीं
12.16	अब तक लागू किए गए प्रत्येक तकनीकी विकल्पों से समाज को विभिन्न लागतों और लाभों (प्रत्यक्ष और अप्रत्यक्ष) पर विचार करना।	एनईपी के दायरे से बाहर	नहीं
12.17	क्या देश में प्राकृतिक संसाधनों की सीमाएं प्रचलित सीएजीआर दर पर अनियंत्रित मांग वृद्धि की अनुमति देंगी? यदि नहीं, तो इस तरह की कितनी मांग को स्थायी रूप से और समाज को न्यूनतम समग्र लागत पर पूरा किया जा सकता है? इस तरह की मांग वृद्धि को निष्पक्ष रूप से रोकने के लिए सभी तकनीकी-आर्थिक रूप से व्यवहार्य उपाय क्या हैं?	एनईपी तैयार करने के लिए इस्तेमाल किया जाने वाला डिमांड प्रोजेक्शन 20वें ईपीएस के मुताबिक है।	हाँ
12.18	प्रत्येक तकनीकी विकल्प से समाज के लिए विभिन्न लागतें और लाभ (प्रत्यक्ष और अप्रत्यक्ष) क्या हैं जिन्हें योजना अवधि में लागू किया जा सकता है?	यह एक अलग अध्ययन है और एनईपी के दायरे से बाहर है।	नहीं
12.19	ऐसे प्रत्येक मामले में, लाभ का कुल आर्थिक मूल्य स्पष्ट रूप से लागत के कुल आर्थिक मूल्य से अधिक है; और क्या इसे उचित संदेह से परे साबित किया जा सकता है?		नहीं
12.20	क्या ऐसी सामाजिक स्तर की लागत परियोजना प्रभावित समुदायों के लिए अपरिहार्य और स्वीकार्य हैं? यदि लागत अधिक है तो हम अन्य विकल्पों पर विचार क्यों नहीं कर सकते?	एनईपी तैयार करते समय भी इसी पर विचार किया गया है। एनईपी में विभिन्न व्यक्तिगत समुदायों पर प्रभाव का आकलन करना असंभव था।	नहीं
12.21	क्या हमारे लोगों के लिए उपलब्ध विभिन्न विश्वसनीय	एनईपी उसी को पूरा करने की कोशिश	नहीं

	विकल्पों में से चुने गए तकनीकी विकल्प सामाजिक स्तर पर टिकाऊ और कम लागत वाले होंगे?	करता है.	
12.22	क्या ऐसे विकल्प संसद के विभिन्न संबद्ध कानूनों के साथ-साथ स्थानीय लागू कानूनों/विनियमों का अक्षरशः अनुपालन करेंगे?		
12.23	क्या ऐसे विकल्प जलवायु परिवर्तन से जुड़े बढ़ते खतरों के संदर्भ में वैश्विक/राष्ट्रीय आवश्यकताओं के अनुरूप हैं?		
12.24	देश में 100% नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों के परिदृश्य के साथ भी, क्या अनियंत्रित मांग वृद्धि को स्थायी रूप से पूरा किया जा सकता है?		
12.25	क्या बड़े आकार के आरई स्रोत, जैसे कि सौर और पवन ऊर्जा पार्क, हमें न्यूनतम सामाजिक स्तर की लागत तक ले जा सकते हैं; क्या हम वन और कृषि भूमि के परिवर्तन जैसे प्राकृतिक संसाधनों से जुड़ी सभी लागतों को वहन कर सकते हैं?	बिजली व्यवस्था के लिए सबसे अधिक लागत प्रभावी प्रौद्योगिकियां एनईपी में शामिल हैं।	नहीं
12.26	चूंकि छोटे आकार के आरई स्रोत जैसे रूफ टॉप सोलर पीवी सिस्टम, मध्यम और छोटे आकार की पवन टर्बाइन, समुदाय-आधारित बायोएनेर्जी इकाइयां बहुत कम सामाजिक और पर्यावरणीय लागत वाली हैं, क्या उन्हें व्यापक रूप से तैनात नहीं किया जाना चाहिए?	इसे एमएनआरई द्वारा कार्यान्वित किया जा रहा है।	नहीं
13	डीईए		
13.1	प्रदर्शनी 3.1 और 13.6 को पढ़ना मुश्किल है	आवश्यक सुधार अंतिम एनईपी में शामिल किए गए हैं।	हाँ
13.2	एनईपी में निर्णय आगमन प्रक्रिया स्पष्ट नहीं है। क्षमता विस्तार मॉडल में सामान्य रूप से कौन से प्रतिबंध लागू किए गए हैं और इनसे मॉडल के परिणाम कैसे प्रभावित हुए हैं (आरई किशतों के प्रतिबंधों के लिए)	इसे एनईपी जनरेशन वॉल्यूम I के अध्याय 5 में समझाया गया है।	नहीं
13.3	केवल यूटिलिटी ऑन-ग्रिड बिजली की मांग और क्षमता की मैपिंग और योजना क्यों बनाई जाती है? भविष्य के परिदृश्य में, ऑफ-ग्रिड मांग को ग्रिड से जोड़ा जा सकता है और बिजली व्यवस्था की योजना को प्रभावित कर सकता है	20वें ईपीएस द्वारा कैप्टिव लोड को ग्रिड में स्थानांतरित करने पर पहले ही ध्यान दिया जा चुका है।	हाँ
13.4	क्या एनईपी में ईंधन विकल्प अर्थव्यवस्था, ऊर्जा सुरक्षा और पर्यावरण संबंधी विचार पर आधारित हैं क्योंकि 2031-32 तक सीओ2 उत्सर्जन बढ़ रहा है?	एनईपी तैयार करते समय उल्लिखित सभी पहलुओं का ध्यान रखा जाता है।	नहीं
13.5	यह स्पष्ट नहीं है कि पिछले दशक की तुलना में अगले दशक में बिजली की मांग में वृद्धि अधिक क्यों होगी	20वीं इलेक्ट्रिक पावर सर्वे रिपोर्ट में बिजली की मांग के अनुमानों के विवरण का उल्लेख किया गया है।	हाँ
13.6	एनईपी में ट्रांसमिशन सिस्टम का वर्णन करने वाला कोई अध्याय नहीं है, जबकि यह कहा गया है कि	पारेषण प्रणाली का विवरण राष्ट्रीय विद्युत योजना खंड II-पारेषण में उपलब्ध	नहीं

	पारेषण प्रणाली और राष्ट्रीय ग्रिड के विकास का विश्लेषण किया जाना चाहिए	होगा	
13.7	यह स्पष्ट नहीं है कि स्पनिंग रिजर्व आवश्यकता 5% कैसे निर्धारित की गई है?	5% स्पनिंग रिजर्व राष्ट्रीय विद्युत नीति 2005 के अनुसार है। राष्ट्रीय विद्युत योजना उत्पादन वॉल्यूम।	नहीं
13.8	उपभोक्ता के लिए बिजली की आपूर्ति के बिना औसत मिनट का स्वीकार्य मूल्य क्या है और इसकी योजना कैसे बनाई जाती है?	अध्याय 5 में उल्लेख किया गया है	नहीं
13.9	तापीय संयंत्रों में बायोमास के को-फायरिंग की स्थिति।	यह सीईए की वेबसाइट पर उपलब्ध है	नहीं
13.10	निष्कर्ष में उल्लेख किया गया है कि अनुमानों में सोलर रूफटॉप, ग्रीन हाइड्रोजन, ईवी और ऊर्जा दक्षता का प्रभाव शामिल है। लेकिन मूल्यों और उसके कार्यान्वयन का कोई उल्लेख नहीं है	20वीं इलेक्ट्रिक पावर सर्वे रिपोर्ट में बिजली की मांग के अनुमानों के विवरण का उल्लेख किया गया है।	नहीं
13.11	स्वच्छ कोयला प्रौद्योगिकी क्या है?	एनईपी जनरेशन वॉल्यूम। के अध्याय 5 में उल्लेख किया गया है	नहीं
13.12	सौर क्षमता को विभिन्न प्रकारों के बीच कैसे विभाजित किया जाता है? बड़े पैमाने पर उपयोगिता, रूफटॉप, सीएसपी, फ्लोटिंग सोलर इत्यादि।	विचार की गई सौर क्षमता एमएनआरई इनपुट के अनुसार है। सीएसपी, फ्लोटिंग सोलर आदि जैसी हालिया तकनीकों के साथ क्षमता का पुनर्मूल्यांकन चल रहा है।	नहीं
13.13	भारत में अनुमानित अपतटीय पवन क्षमता कितनी है?	नेशनल इलेक्ट्रिसिटी प्लान जनरेशन वॉल्यूम। के अध्याय 6 में उल्लेख किया गया है	नहीं
13.14	एनईपी क्षमता वृद्धि में सतत विकास कैसे सुनिश्चित किया गया है?	विवरण राष्ट्रीय विद्युत योजना उत्पादन वॉल्यूम। के अध्याय 5 और 6 और 10 में दिए गए हैं	नहीं
13.15	एनईपी भारत सरकार की सभी नीतियों के विनियमन लक्ष्यों और उद्देश्यों को कैसे प्राप्त करती है।	भारत सरकार की नीतियों को प्राप्त करने के लिए राष्ट्रीय विद्युत योजना को अंतिम रूप दिया गया है।	नहीं
13.16	एनईपी के संदर्भ में बिजली की गुणवत्ता को कैसे परिभाषित किया जाता है	स्थिर वोल्टेज और आवृत्ति बनाए रखना।	नहीं
13.17	गैस और बायोमास के लिए क्या बाधाएं हैं?	राष्ट्रीय विद्युत योजना उत्पादन वॉल्यूम। के अध्याय 5 में विवरण दिया गया है	नहीं
13.18	एनईपी में उपयोग किए गए उपकरणों (प्लेक्सोस और ऑर्डेन्ता) का वर्णन करता है, लेकिन यह नहीं बताता कि इनका उपयोग कैसे किया गया।	निवेश अनुकूलन चरम मांग के घंटों के दौरान सभी संसाधनों के योगदान पर भी विचार करता है।	नहीं
13.19	अनुमानित मांग को पूरा करने के लिए चरम उपलब्धता को एक महत्वपूर्ण पैरामीटर के रूप में क्यों चुना जाता है। चरम उपलब्धता का मूल्य क्या है?		
13.20	0.2% एलओएलपी और 0.05% ईएनएस का मान कैसे और किसके द्वारा तय किया गया?		

13.21	क्या सभी सौर रूफटॉप उत्पादन को शामिल किया गया है या कितना ऑन-ग्रिड माना जाता है? और सोलर रूफटॉप को क्यों शामिल किया गया है जबकि कैप्टिव डिमांड्स को शामिल नहीं किया गया है?	20वीं ईपीएस रिपोर्ट में विवरण दिया गया है। सोलर रूफ टॉप से जुड़ी परिवर्तनशीलता और अनिश्चितता को पकड़ने के लिए इसे शामिल किया गया है।	नहीं
13.22	लिखा है कि तीन वर्ष 2015-16 से 2017-18 ऐतिहासिक प्रवृत्तियों के अधिक प्रतिनिधि हैं। लेकिन ये वर्ष औसत से अधिक गर्म या ठंडे हो सकते हैं जो असामान्य लोड प्रोफाइल दे सकते हैं?	अंतिम राष्ट्रीय विद्युत योजना में नवीनतम मांग प्रोफाइल पर विचार किया गया है।	हाँ
13.23	रिपोर्ट में भावी लोड प्रोफाइल के लिए अपेक्षित परिवर्तन कैसे शामिल किए जाते हैं? जैसे ग्रीन हाइड्रोजन, ईवी, उच्च शीतलन मांग।	उभरती प्रौद्योगिकियों के कारण भार आकार में परिवर्तन अनिश्चित है इसलिए इस पर विचार नहीं किया गया है।	नहीं
13.24	क्या यह वर्णन करना संभव है कि पीक दिनों और गैर-पीक दिनों के लिए टाइम ब्लॉक क्यों बनाए गए हैं? ऐसा क्यों जरूरी समझा गया? कितने पीक डे हैं और क्या यह राष्ट्रीय या क्षेत्रीय स्तर पर है?	सिस्टम की पीक और ऑफ पीक आवश्यकता को पकड़ने के लिए।	नहीं
13.25	वर्ष 2027-32 के लिए कोई कोयला और गैस सेवानिवृत्ति क्यों शामिल नहीं है?	नियोजित सेवानिवृत्ति पर विचार किया गया है।	हाँ
13.26	सुपरक्रिटिकल संयंत्रों को निवेश विकल्प के रूप में क्यों माना गया न कि अल्ट्रा-सुपरक्रिटिकल संयंत्रों को?	फाइनल एनईपी में भी इस पर विचार किया गया है	हाँ
13.27	बैटरी उम्मीदवारों के लिए 5 घंटे के स्टोरेज का उपयोग करने का निर्णय कैसे लिया गया?	बैटरी भंडारण को आवश्यकता के अनुसार अनुकूलित किया गया है।	नहीं
13.28	बैटरियों के लिए सीमा शुल्क पर विचार क्यों किया जाता है जबकि अन्य प्रौद्योगिकियों के लिए शुल्क शामिल नहीं हैं, उदा. पीवी प्रौद्योगिकियों के लिए?	आयातित उत्पादन प्रौद्योगिकियों की लागत सीमा शुल्क के साथ है।	नहीं
13.29	2021-22 से आगे की अवधि के लिए नियोजित पारेषण क्षमता विस्तार को कैसे शामिल किया गया है?	विवरण राष्ट्र विद्युत योजना ट्रांसमिशन वॉल्यूम II में हैं।	नहीं
13.30	क्या ईंधन प्रतिबंधों पर विचार किया जाता है	राष्ट्रीय विद्युत योजना उत्पादन वॉल्यूम I के अध्याय 5 में विवरण दिया गया है।	नहीं
13.31	यह देखते हुए कि 2022-27 के लिए सौर प्रतिष्ठान क्षेत्रवार विषम हैं, अध्ययन में कार्यान्वयन प्रतिबंधों पर क्या विचार किया गया है? पीवी सिस्टम के आयात के लिए वर्तमान में कौन से शुल्क निर्धारित हैं?	क्षेत्रवार सौर कार्यान्वयन सौर क्षमता पर आधारित है। विवरण केंद्रीय उत्पाद एवं सीमा शुल्क बोर्ड, वित्त मंत्रालय की वेबसाइट पर उपलब्ध हैं।	नहीं
13.32	क्या 2026-27 के लिए कोयले और लिग्नाइट की स्थापित क्षमता को अलग से निर्दिष्ट करना संभव है?	लिग्नाइट आधारित क्षमता मार्च 2022 के समान मानी जाती है।	नहीं

13.33	2022-27 के बीच जोड़े गए नए कोयला संयंत्र के प्रकार को निर्दिष्ट करना दिलचस्प होगा यानी सबक्रिटिकल, सुपरक्रिटिकल और अल्ट्रा-सुपरक्रिटिकल	2022-27 के दौरान जोड़ी गई अधिकांश कोयला आधारित क्षमता सुपरक्रिटिकल है, इसे निर्माणाधीन परियोजनाओं की सूची से देखा जा सकता है।	नहीं
13.34	प्रदर्शनी 5.3 पर "हाइड्रो" का लेबल गायब है।	इसे अंतिम एनईपी में शामिल किया गया है।	हाँ
13.35	अध्याय 5 में उल्लिखित परिदृश्य वास्तव में संवेदनशीलता विश्लेषण हैं।	यह नामकरण है। इसका उद्देश्य क्षमता मिश्रण पर आदानों में भिन्नता के प्रभाव का आकलन करना है।	नहीं
13.36	उस स्थिति में क्या होगा जहां भविष्य की मांग वर्तमान अनुमानों से कम है और इससे कैसे बचा जा सकता है कि अत्यधिक क्षमता की योजना बनाई जाएगी? इसके अलावा, यह स्पष्ट नहीं है कि पीक बिजली की मांग में 5% की वृद्धि कैसे हुई।	मांग और क्षमता को समायोजित करने के लिए योजना को सालाना संशोधित करने का प्रस्ताव है।	नहीं
13.37	यदि भारत में इनमें से कुछ के आसपास के मौजूदा या भविष्य के विरोध और मुद्दों के कारण नियोजित परमाणु संयंत्रों में से कुछ को रद्द कर दिया जाए तो क्या होगा। [विलंबित परमाणु के संबंध में]	रूढ़िवादी परिदृश्य पर विचार किया गया है।	नहीं
13.38	किस ऐतिहासिक प्रवृत्ति पर, परमाणु क्षमता वृद्धि में कुछ वर्षों की देरी हुई।	यह पिछले रुझानों पर आधारित है।	नहीं
13.39	क्या यह समझाया जा सकता है कि कोयले की क्षमता 2026-27 में केवल 2 गीगावाट ही क्यों बढ़ती है जबकि कुल क्षमता 69 गीगावाट कम है? क्या सभी तकनीकों का सीयूएफ महत्वपूर्ण रूप से बढ़ रहा है? [रूढ़िवादी परिदृश्य]	पीक मांग को कोयले और बीईएसएस क्षमता में वृद्धि कर के पूरा किया जाता है। विद्युत ऊर्जा की आवश्यकता को पूरा करने के लिए कोयला आधारित क्षमता का पीएलएफ बढ़ता है।	नहीं
13.40	अधिक मांग वाली स्थिति में पवन, सौर और बायोमास की स्थापना में वृद्धि नहीं होती है। क्या ऐसा इसलिए है क्योंकि किस्तों पर कुछ प्रतिबंध लागू किए गए हैं और यदि हां, तो ये मूल्य क्या हैं? [अधिकतम और ऊर्जा मांग में 5% की वृद्धि]	विभिन्न बाधाओं की संभाव्यता और व्यावहारिक सीमाओं को दर्शाने के लिए प्रतिरूपित किया गया है ताकि कुछ का स्पष्ट रूप से उल्लेख हो जबकि अन्य को परिणामों से अनुमान लगाया जा सके।	नहीं
13.41	क्षमता मिश्रण का पर्याप्तता मूल्यांकन कैसे किया जाता है और इस प्रक्रिया के भाग के रूप में कौन से अध्ययन किए जाते हैं? [प्रदर्शन 5.6]	एनईपी जनरेशन वॉल्यूम I के अध्याय 5 में उल्लेख किया गया है।	नहीं
13.42	भविष्य के विभिन्न वर्षों के लिए कटौती कितनी है?		
13.43	लागत के मामले में क्या उम्मीदें हैं, यानी बिजली की कीमतें, कुल प्रणाली लागत और उपभोक्ता की लागत?	उपभोक्ताओं के लिए कुल प्रणाली लागत और लागत कई कारकों पर निर्भर करती है और इसलिए एनईपी के दायरे से बाहर है।	नहीं
13.44	एलओएलपी और ईएनएस नियोजन मानदंडों का स्रोत क्या है जिसे विश्व स्तर पर स्वीकार किया जाता है?	एनईपी जनरेशन के अध्याय 5 में विवरण का उल्लेख किया गया है।	नहीं
13.45	सौर और पवन ऊर्जा के लिए 2031-32 की ओर	इसका उल्लेख एनईपी जनरेशन वॉल्यूम I में	नहीं

	अपेक्षित प्रौद्योगिकी विकास क्या है?	के अध्याय 6 में किया गया है।	
13.46	ट्रांसमिशन लाइन की लागत का स्रोत क्या है?	विकासकर्ता के साथ चर्चा के आधार पर।	नहीं
13.47	सौर और पवन ऊर्जा के सीयूएफ मूल्यों के स्रोत क्या हैं?	पिछले डेटा और विकासकर्ता के साथ चर्चा के आधार पर।	नहीं
13.48	परिशोधन एक वित्तीय पैरामीटर है जिसका उपयोग आमतौर पर लेखांकन उद्देश्यों के लिए किया जाता है और यह प्रौद्योगिकी के भौतिक अपेक्षित जीवनकाल से भिन्न हो सकता है [अनुलग्नक 5.1]	मॉडलिंग के उद्देश्य से दोनों के मूल्यों को समान माना जाता है।	नहीं
13.49	2021-22 में 4.5 करोड़ से 2029-30 में 4.1 करोड़ तक की सौर लागत में कमी अन्य अध्ययनों की अपेक्षा और ऐतिहासिक रुझानों की तुलना में अधिक रूढ़िवादी है। इन मूल्यों का स्रोत क्या है?	विकासकर्ता के साथ चर्चा के आधार पर।	नहीं
13.50	देश के बंजर भूमि क्षेत्र के अनुपात को लेकर भारत के लिए सौर क्षमता का अनुमान लगाया गया है। सोलर पीवी मॉड्यूल द्वारा कवर किए जाने वाले बंजर भूमि क्षेत्र का 3% देश की सौर क्षमता पर पहुंचने के लिए क्यों माना जाता है? और उन क्षेत्रों में सौर संभाव्यताओं के बारे में क्या जो बंजर भूमि पर स्थित नहीं हैं, उदाहरण के लिए छत या मैदान?	मानी गई सौर क्षमता एमएनआरई के अनुसार है।	नहीं
13.51	भविष्य में प्रौद्योगिकियों के लिए मानक लागत का अनुमान लगाने के लिए प्रति वर्ष 2.65% वृद्धि का मूल्य चुना गया है। यह मान कैसे निकाला गया? क्या यह क्षमता वृद्धि के लिए अध्याय 5 में प्रयुक्त लागत अनुमानों के अनुरूप है?	आठवें अध्याय में स्पष्ट किया गया है	नहीं
13.52	एनडीसी के विवरण को नवीनतम संस्करण में अपडेट करें	अंतिम एनईपी नवीनतम एनडीसी लक्ष्यों पर विचार करता है।	हाँ
13.53	ब्लूमबर्ग की बैटरी लागत के लिए नवीनतम परियोजनाएं लागत में कमी की धीमी गति का संकेत देती हैं और यह कि सामग्री की बढ़ती लागत आदि के कारण बैटरी की लागत वास्तव में अगले कुछ वर्षों में थोड़ी बढ़ सकती है।	अंतिम एनईपी में उच्च बैटरी लागत परिदृश्य पर विचार किया गया है।	हाँ
14	प्रयास (ऊर्जा समूह)		
14.1	20वें ईपीएस अनुमानों के आधार पर एनईपी के मसौदे को संशोधित करने और सार्वजनिक परामर्श के आधार पर अंतिम रूप देने की आवश्यकता है	अंतिम एनईपी 20वें ईपीएस प्रक्षेपण पर आधारित है	हाँ
14.2	मॉडल फॉर्मूलेशन पर सार्वजनिक प्रलेखन के साथ ओपन-सोर्स टूल, विधियों और एल्लोरिदम का उपयोग ब्लैक बॉक्स मॉडल पर पसंद किया जाता है। उपयोग किए गए इनपुट डेटा और शामिल सभी परिदृश्यों के लिए की गई धारणाओं को स्पष्ट रूप से विस्तृत किया जाना चाहिए और जनता के लिए उपलब्ध कराया जाना चाहिए	योजना अध्ययन के लिए उपयोग किए जाने वाले सभी इनपुट डेटा सार्वजनिक डोमेन में उपलब्ध हैं। एनईपी जनरेशन वॉल्यूम I में सभी धारणाएं दी गई हैं।	नहीं

14.3	प्रौद्योगिकी की लागत में भिन्नता, मांग में भिन्न परिवर्तन और क्षमता के परिनियोजन में भिन्नता के साथ परिदृश्य।	क्षमता की तैनाती और बैटरी प्रौद्योगिकी की मांग और लागत में बदलाव किए गए हैं।	हाँ
14.4	एनईपी अध्ययन में मांग प्रक्षेपण पर कैप्टिव और ओपन एक्सेस क्षमता के प्रभाव को शामिल नहीं किया गया है	अंतिम एनईपी 20वें ईपीएस डिमांड प्रोजेक्शन पर आधारित है।	हाँ
14.5	पीएम-कुसुम और अन्य राज्य स्तरीय योजनाओं के प्रभाव के परिणामस्वरूप कृषि का सौरकरण, बिजली के वाहनों की पैठ, हरित हाइड्रोजन के उपयोग पर जोर, शीतलन की मांग में बदलाव, प्रेरण-आधारित खाना पकाने को प्रोत्साहन, मीटर के पीछे छत उत्पादन, और अन्य ऐसे कारक आदि	अंतिम एनईपी 20वें ईपीएस डिमांड प्रोजेक्शन पर आधारित है।	हाँ
14.6	प्रमुख हाइलाइट अनुभाग और तालिका 3.3 में अनुमानित ऊर्जा बचत के आंकड़े मेल नहीं खा रहे हैं।	आवश्यक सुधार शामिल किए गए हैं।	हाँ
14.7	यह स्पष्ट नहीं है कि मॉडलिंग अभ्यास (अनुलग्नक 5.1) में प्रयुक्त लागत अनुमान वास्तविक रूप में हैं या नाममात्र के रूप में।	यह वास्तविक रूप में है।	नहीं
14.8	लगातार सीयूएफ सौर और पवन के लिए माना जाता है, हालांकि सीयूएफ लगातार बढ़ रहा है। विशेष रूप से, पवन CUF ग्रहण काफी कम लगता है।	अनुमान राज्यों और डेवलपर्स से एकत्र किए गए आंकड़ों पर आधारित है, यह देश के लिए औसत है।	नहीं
14.9	पूँजीगत लागत के लिए निधि की आवश्यकता अनुबंध 5.1 और अनुबंध 8.1 में मेल नहीं खा रही है।	अध्याय 5 में विचार की गई लागत को फंड अध्याय 8 के साथ संरेखित किया गया है।	नहीं
14.10	सौर और पवन कैपेक्स वृद्धि के पीछे क्या धारणाएं स्पष्ट नहीं हैं और देखी गई प्रवृत्तियों के साथ असंगत हैं। (अनुलग्नक 8.1)	अध्याय 8 में लागत नाममात्र की शर्तों में है। लागत वृद्धि सौर और पवन डेवलपर इनपुट पर आधारित होती है।	नहीं
14.11	बढ़ती एससीसी (विशिष्ट कोयले की खपत) की प्रवृत्ति वित्तीय वर्ष 22 से वित्तीय वर्ष 32 तक हैरान करने वाली है क्योंकि नए संयंत्र अधिक कुशल होंगे।	विशिष्ट कोयले की खपत कई कारकों पर निर्भर करती है जैसे कोयले की जीसीवी, कोयला संयंत्रों का कम भार संचालन, पीएलएफ आदि।	नहीं
14.12	तालिका 7.8 में कोयले की आवश्यकता की गणना में विसंगति। दिए गए तरीके का उपयोग करते हुए, वित्त वर्ष 27 और वित्त वर्ष 32 के लिए कोयले की आवश्यकता क्रमशः 766.7 मीट्रिक टन और 881.7 मीट्रिक टन आती है।	कोई विसंगति नहीं।	नहीं
14.13	अध्याय 10, नवीकरणीय ऊर्जा पर विचार किए बिना ग्रिड से जुड़े स्टेशनों से भारित औसत सीओ ₂ उत्सर्जन दर दी गई है	भारित औसत सीओ ₂ उत्सर्जन दर की गणना करते समय आरई स्रोतों से उत्पादन पर विचार किया गया है।	नहीं
14.14	वित्तीय वर्ष 2017 से वित्त वर्ष 22 तक पारंपरिक क्षमता की कमी और कमीशन को ट्रैक किया गया है, इसे	इसे अध्याय 2 में शामिल किया गया है।	हाँ

	आरई क्षमता के लिए नहीं किया गया है		
14.15	चरम उपलब्धता, सहायक बिजली की खपत, कई प्रकार की उत्पादन इकाइयों के लिए ताप दर, जैसा कि विस्तार योजना अध्ययन में माना गया है, अनुबंध 5.1 में उल्लिखित नहीं है।	एनईपी में शामिल	हाँ
14.16	अलग-अलग जलविद्युत और कोयला परियोजनाओं में देरी के कारणों को अनुबंध 2.4 में विस्तृत नहीं किया गया है।	व्यक्तिगत कोयला और जल विद्युत संयंत्रों के विलंब का कारण पहले से ही सार्वजनिक डोमेन में उपलब्ध है।	नहीं
14.17	यह स्पष्ट नहीं है कि खंड 10.5 सभी जीएचजी के बराबर सीओ2 या अकेले सीओ2 के उत्सर्जन से संबंधित है या नहीं।	यह अकेले सीओ2 उत्सर्जन है।	नहीं
14.18	धारा 10.5 में, यह कहा गया है कि "गैस आधारित बिजली स्टेशनों से CO2 उत्सर्जन कोयला आधारित बिजली स्टेशनों द्वारा उत्पन्न उत्सर्जन का लगभग आधा है"। यह सही नहीं है और शायद इसका मतलब यह था कि गैस आधारित स्टेशनों का CO2 उत्सर्जन कारक कोयले का आधा है	आवश्यक सुधार किया गया।	हाँ
14.19	एनईपी के मसौदे को नीचे के घटनाक्रमों पर विचार करने की आवश्यकता है। (i) थर्मल पावर प्लांट उत्सर्जन मानदंडों में 2022 का संशोधन (ii) बीईई द्वारा अनिवार्य कार्बन बाजार का विकास (प्रगति पर)	अंतिम एनईपी में इसका ध्यान रखा गया है एनईपी के दायरे में नहीं	हाँ
15	केपीसीएल		
15.1	आरपीओ ट्रेजक्टरी के लिए दिनांक 29.01.2021 के उल्लिखित आदेश को आरपीओ पर विद्युत मंत्रालय के नवीनतम आदेश दिनांक 22.07.2022 द्वारा अधिक्रमित कर दिया गया है। उसी को अपडेट करने की जरूरत है	अंतिम एनईपी में शामिल	हाँ
15.2	चूंकि बड़े हाइड्रो से स्थापित क्षमता 2019 से आरईएस के तहत शामिल है, इसलिए यह अनुरोध किया जाता है कि कार्बन फाइनेंस और आरईसी ट्रेडिंग के संबंध में आरईएस को प्रचलित सभी लाभों का विस्तार मौजूदा हाइड्रो प्लांटों को किया जाए, जो आदेश से पहले भी चालू किए गए थे। पनबिजली क्षेत्र को बढ़ावा देने के लिए, केपीसीएल आरएण्डएम कार्य के बाद स्तरीकृत टैरिफ में वृद्धि से बचने के लिए मौजूदा हाइड्रो स्टेशनों के लिए आरएण्डएम कार्यों को पूरा करने के लिए बजटीय सहायता के लिए अनुरोध करता है।	एनईपी के दायरे में नहीं	नहीं

15.3	सीईए के दिशानिर्देशों और नए पर्यावरण कानूनों के अनुसार आरटीपीएस और वाईटीपीएस में एफजीडी कार्यान्वयन के अधीन है। इसलिए, समापन के लिए परियोजनाओं की सूची से आरटीपीएस को हटाने के लिए आवश्यक कार्रवाई शुरू की जाए	समापन सूची में संशोधन किया गया है	हाँ
15.4	प्राकृतिक गैस (30% हाइड्रोजन और 70% प्राकृतिक गैस) के साथ ईंधन के रूप में हाइड्रोजन का उपयोग करने के लिए गैस संयंत्रों में संशोधन के लिए अनुसंधान एवं विकास/कार्यान्वयन, वित्त पोषण तंत्र, वित्तपोषण तंत्र का समर्थन करने के लिए नीति तैयार करें।	एनईपी के दायरे में नहीं, अलग से लिया जा सकता है।	नहीं
15.5	नीति में टैरिफ को कम करने और इसे कार्यान्वयन के लिए व्यवहार्य बनाने के लिए राज्य क्षेत्र में पंप स्टोरेज योजनाओं के कार्यान्वयन के लिए अनुदान प्रदान करने की परिकल्पना की जानी चाहिए। विद्युत मंत्रालय ने वीजीएफ के माध्यम से पीएसपी के वित्त पोषण के लिए पहले ही नीति बना ली है। वीजीएफ को 20% से बढ़ाकर 30% करने पर विचार किया जाना प्रस्तावित है।	एनईपी के दायरे में नहीं	नहीं
15.6	शरवती बेसिन में 2000 मेगावाट पम्पड स्टोरेज के कार्यान्वयन के लिए डीपीआर मैसर्स वैपकोस के परामर्श से तैयार किया गया है और जीओके को प्रस्तुत किया जाना है। इसलिए, वित्तीय वर्ष 2027-32 में योजनाबद्ध क्षमता वृद्धि के तहत इस पर विचार किया जा सकता है। [तालिका 5.4]	अंतिम एनईपी में माना जाता है	हाँ
15.7	दक्षिणी क्षेत्र में 11060 मेगावाट पीएसपी [2027-32] की क्षमता वृद्धि की आवश्यकता को पूरा करने के लिए, प्रक्रिया को सरल बनाने और विभिन्न सांविधिक निकायों से परियोजना के लिए फास्ट ट्रैक मंजूरी प्राप्त करने के लिए एकल खिड़की एजेंसी का गठन किया जा सकता है [तालिका 5.9बी]]	एनईपी के दायरे में नहीं	नहीं
15.8	बेस लोड प्लांट के रूप में कोयला संयंत्रों के महत्व को देखते हुए मौजूदा पुराने कोयला संयंत्रों के आर एंड एम का समर्थन करने वाली नीतियों को तैयार करने की आवश्यकता है।	इसे केविप्रा द्वारा अलग से तैयार किया जा रहा है	नहीं
16.	एनआईएस		
16.1	जनरेशन और ट्रांसमिशन प्लानिंग के लिए 20वीं ईपीएस रिपोर्ट के मसौदे में मध्यम विकास अनुमानों को अपनाएं।	अंतिम एनईपी 20वीं ईपीएस डिमांड प्रोजेक्शन पर आधारित है।	हाँ
16.2	बिजली संतुलन और ग्रिड एकीकरण की लागत के कारण उपभोक्ताओं के लिए टैरिफ में बढ़ोतरी जब ग्रिड (कृषि फीडर के अलावा) में कुल विद्युत ऊर्जा में सौर का हिस्सा अनुपातहीन रूप से बढ़ जाता है।	सौर ऊर्जा उत्पादन और पर्यावरण के अनुकूल सबसे सस्ते स्रोतों में से एक है। सौर उत्पादन को भंडारण विकल्पों से पूरित किया जा सकता है जो पारंपरिक	नहीं

		उत्पादन के साथ प्रतिस्पर्धी हैं और विश्वसनीय ऊर्जा आपूर्ति प्रदान करते हैं। उपभोक्ता टैरिफ एनईपी का हिस्सा नहीं हैं, लेकिन अन्य संस्थाओं द्वारा माना जाता है।	
16.3	बढ़ती लागत के आईईए अनुमानों के मद्देनजर तालिका 5.10ए और 5.10बी में बैटरी ऊर्जा भंडारण (बीईएस) के अनुमानों को कम करना केविप्रा के लिए विवेकपूर्ण हो सकता है।	अंतिम एनईपी में बैटरी लागत में वृद्धि के परिदृश्य पर विचार किया गया है।	हाँ
16.4	कोयला आधारित क्षमता में वृद्धि (8.34 करोड़ रुपये प्रति मेगावाट) के लिए अनुमानित पूंजी निवेश को नीचे दिए गए बिंदुओं को देखकर और अधिक यथार्थवादी बनाया जा सकता है।	विकासकर्ताओं द्वारा प्रस्तुत आंकड़ों के अनुसार लागत प्रक्षेपण पर विचार किया गया है।	नहीं
16.5	टीपीपी गंभीर रूप से प्रदूषित उच्च जनसंख्या घनत्व वाले क्षेत्रों से दूर स्थित होना चाहिए और इसके लिए एफजीडी की आवश्यकता नहीं होगी।	एमओईएफ द्वारा अधिसूचित उत्सर्जन मानकों का सभी थर्मल पावर स्टेशनों द्वारा स्थान के बावजूद पालन किया जाना है।	नहीं
16.6	कोयले की खान में टीपीपी द्वारा परिवहन से पहले कोयले की धुलाई पर जोर।	एनईपी के दायरे में नहीं	नहीं
16.7	विद्युत मंत्रालय/केविप्रा छोटे और मॉड्यूलर रिएक्टर द्वारा बिजली उत्पादन के स्वच्छ स्रोतों के सेवानिवृत्त टीपीपी साइटों के प्रभावी उपयोग को संबोधित करने के लिए रोड मैप बना सकते हैं और एयूएससी/आईजीसीसी तकनीक के उपयोग को अनिवार्य कर सकते हैं।	एनईपी के दायरे में नहीं	नहीं
17	जेएम फाइनैशियल लिमिटेड		
17.1	वित्त वर्ष 22-27 और वित्त वर्ष 27-32 दोनों अवधियों के लिए ऊर्जा आवश्यकता के लिए 5 साल का सीएजीआर वित्तीय वर्ष 17-22 के दौरान 3.8% के औसत के मुकाबले 6% से अधिक है।	मांग अनुमान 20वें ईपीएस के रूप में है।	हाँ
17.2	परिसर: वित्त वर्ष 08 से वित्त वर्ष 12 के दौरान, थर्मल क्षमताओं का पीएलएफ 70-75% की सीमा में था। पीएलएफ को और 15% बढ़ाने से वित्त वर्ष 27 में ही 150 बीयू से अधिक जुड़ सकते हैं। टिप्पणी: दस्तावेज में लगभग 60% स्थापित क्षमता के औसत पीएलएफ पर विचार किया गया है।	कोयला आधारित संयंत्रों का पीएलएफ अध्ययन का परिणाम है।	नहीं
18	ईएमए सॉल्यूशंस प्राइवेट लिमिटेड		
18.1	ईपीएस मांग अनुमान एनईपी में अनुमानित अनुमान से अलग हैं, इसलिए एनईपी को तदनुसार संशोधित किया जाना चाहिए।	अंतिम एनईपी 20वें ईपीएस अनुमानों पर आधारित है	हाँ

18.2	प्रति घंटा/उप-प्रति घंटा मांग के लिए ली गई मान्यताओं को बताएं।	अध्याय 5 में इसका उल्लेख किया गया है। एनईपी में मांगें प्रति घंटे के संकल्प पर आधारित हैं।	नहीं
18.3	भविष्य में मांग के आकार पर ईवी, बैटरी स्टोरेज और सौर उत्पादन आदि जैसी नई तकनीकों को अपनाने के प्रभाव पर विचार करें।	20वें ईपीएस मांग अनुमान में भी यही माना गया है।	हाँ
18.4	यूटिलिटी डिमांड की महत्वपूर्ण मात्रा कैप्टिव और ग्रुप कैप्टिव मोड में माइग्रेट हो रही है। क्या इस तरह के लोड माइग्रेशन के प्रभाव का हिसाब लगाया गया है, यह एनईपी मान्यताओं से स्पष्ट नहीं है।		
18.5	नए कोयला आधारित परिवर्धन (वित्त वर्ष 32 के लिए) को जलवायु लक्ष्यों और वित्तीय बाधाओं के खिलाफ पूरी तरह से मूल्यांकन करने की आवश्यकता है।	अंतर्राष्ट्रीय जलवायु प्रतिबद्धताओं को अनुमानित उत्पादन क्षमता मिश्रण के साथ पूरा किया जाएगा।	नहीं
18.6	सरकार की नई नीतियों के प्रभाव हाइड्रो नीति, भंडारण नीति, हाइड्रोजन नीति, पुराने संयंत्रों के लिए टैरिफ की पूलिंग आदि का भी मूल्यांकन किया जाना चाहिए।	एनईपी तैयार करते समय भी इसी पर विचार किया गया है।	नहीं
18.7	~ 2032 तक नई परमाणु क्षमता का 7GW देश में परमाणु आधारित क्षमता वृद्धि के पिछले प्रदर्शन को देखते हुए बहुत आक्रामक लगता है।	अंतिम एनईपी में परमाणु क्षमता वृद्धि को मॉडरेट किया गया है।	हाँ
18.8	केविप्रा ने 500 गीगावाट आरई के प्रसारण की लागत 2,50,000 करोड़ आंकी है। इसके अलावा, यह केवल आईएसटीएस की लागत प्रतीत होती है। i) इस लागत की स्थिति पर बोझ पर विचार किया जाना चाहिए। (ii) एक एकीकृत तरीके से उत्पादन और पारेषण योजना दोनों पर विचार करने वाली योजना इष्टतम है या नहीं, इसका मूल्यांकन करने की आवश्यकता है।	विवरण का उल्लेख अध्याय 5 में किया गया है। अंतःराज्य अनुकूलन का प्रदर्शन नहीं किया गया है क्योंकि परिप्रेक्ष्य राष्ट्रीय स्तर का है। भविष्य के अध्ययनों में आगे के राज्य स्तरीय विश्लेषणों को शामिल करना संभव हो सकता है।	नहीं
18.9	क्या उत्पादन योजना तैयार करने के लिए उपयोग किया जाने वाला प्लानिंग सॉफ्टवेयर राज्य स्तरीय आपूर्ति-मांग ऊर्जा संतुलन के विकेंद्रीकृत पहलुओं पर विचार करता है।		
18.10	मांग पूर्वानुमान के विस्तृत विचार प्रदान करें। क्या मांग पूर्वानुमान मौसम सामान्य है?	मांग प्रक्षेपण का विवरण 20वीं ईपीएस रिपोर्ट में उपलब्ध है।	हाँ
19	शिव सुमन		
19.1	कवर पेज पर उल्लिखित शीर्षक के संबंध में 'विद्युत अधिनियम 2003 की धारा (4) के तहत केविप्रा के दायित्व की पूर्ति में' को धारा 3 उप धारा 4 से प्रतिस्थापित किया जाना चाहिए।	संशोधित	हाँ
19.2	वर्ष 2021-22 के लिए पारंपरिक स्रोतों से प्राप्त क्षमता	संशोधित	

	वृद्धि 30,667.91 मेगावाट है जिसे 2017-22 में बदला जा सकता है।		
19.3	पृष्ठ 22 पर बिंदु x पर कोयले की क्षमता को 33262 मेगावाट में अपडेट करें (प्रमुख हाइलाइट्स)	संशोधित	
19.4	कृपया 2022-27 के लिए आवश्यक आरईएस क्षमता की कुल पुनः जाँच करें [पृष्ठ 127 एनईपी]	संशोधित	
19.5	2031-32 के कुल आईसी (865.941 गीगावाट) में बीईएसएस की क्षमता (51.55 गीगावाट) नहीं जोड़ी गई है	चूंकि बीईएसएस एक ऊर्जा पैदा करने वाला स्रोत नहीं है, इसलिए इसे कुल आईसी में नहीं माना जाता है।	नहीं
19.6	कोयले की आवश्यकता को पूरा करने के लिए ऊर्जा उपलब्धता में 20% अनिश्चितता क्यों मानी जाती है।	सूखे के कारण क्षमता वृद्धि और ऊर्जा उत्पादन हानि के पिछले रुझान के आधार पर।	नहीं
19.7	सीओपी26 में, भारत ने वर्ष 2030 तक अपनी आधी ऊर्जा नवीकरणीय ऊर्जा से उत्पादन के लिए प्रतिबद्ध किया है। यह लक्ष्य प्राप्त होता नहीं दिख रहा है।	एनडीसी की प्रतिबद्धता 2030 तक गैर-जीवाश्म ईंधन आधारित क्षमता से स्थापित क्षमता का 50% हासिल करने की है।	नहीं
20	कसेबोआ		
20.1	राष्ट्रीय विद्युत नीति में उन कारकों को संबोधित करने की आवश्यकता है जो ताप विद्युत संयंत्रों या बड़ी जलविद्युत परियोजनाओं की योजना बनाने और उन्हें पूरा करने में देरी करते हैं, कोयले की कमी और कोयला क्षेत्र में आयात निर्भरता और निजीकरण ने कोयला संकट को गति दी है।	राष्ट्रीय विद्युत योजना के दायरे में नहीं	नहीं
20.2	यह अनुशंसा की जाती है कि उत्पादन की लागत को कम करने के लिए फ्लाई ऐश के परिवहन की लागत को केंद्र/राज्य सरकार द्वारा आंशिक रूप से वहन किया जाए। लागत में वृद्धि (नए पर्यावरणीय मानदंडों के कारण) की भरपाई स्वच्छ ऊर्जा उपकरणों से की जानी चाहिए जिसे बिजली क्षेत्र के उपभोक्ताओं से एकत्र किया गया है।	राष्ट्रीय विद्युत योजना के दायरे में नहीं	नहीं
20.3	वन/पर्यावरण मंजूरी प्राप्त करना सरल बनाया जाना है। वायबिलिटी गैप फंड को एचईपी तक बढ़ाया जाना चाहिए जैसा कि आरई पर लागू होता है	राष्ट्रीय विद्युत योजना के दायरे में नहीं	नहीं
20.4	छोटी जलविद्युत परियोजनाओं की पूंजीगत लागत को कम करने के लिए समय-समय पर आवश्यक तकनीकी और नीतिगत सुधार किए जाने चाहिए।	राष्ट्रीय विद्युत योजना के दायरे में नहीं	नहीं
20.5	हाइब्रिड पावर सिस्टम तलाशने की जरूरत - सौर-पवन, सौर-हाइड्रो, सौर-बैटरी, पवन-बैटरी आदि।	भविष्य के विश्लेषणों में इसका अध्ययन किया जाएगा। एनईपी एक क्षेत्रीय दायरे का उपयोग करता है और इसलिए यह कोई फर्क नहीं पड़ता कि प्रतिष्ठान	नहीं

		हाइब्रिड प्रौद्योगिकियों के रूप में हैं या एक ही क्षेत्र के भीतर अलग संयंत्र हैं।	
20.6	आईआईटी, एनआईटी या अन्य संगठनों के सहयोग से कम आयाम के नए-खंडित हाइब्रिड ब्लेड विकसित करने, विंड थ्रस्ट के प्रभावी उपयोग, यहां तक कि ब्लेड के ऑनसाइट संयोजन की व्यवहार्यता आदि के विकास पर अधिक आरएंडडी पर ध्यान केंद्रित किया जाना चाहिए।	विचार के लिए संबंधित विंग को अग्रेषित किया गया।	
20.7	आयातित सौर पैनलों पर लगाए गए कर से घरेलू उत्पादन को बढ़ावा मिलता है, लेकिन इससे उत्पादन की लागत अधिक हो जाती है।	एनईपी के दायरे से बाहर। एनईपी में सबसे हालिया लागत अनुमानों का उपयोग किया गया है।	नहीं
20.8	आरपीओ लक्ष्य कभी-कभी डिस्कॉम पर अतिरिक्त वित्तीय बोझ डालते हैं। यह जांचने की आवश्यकता है कि क्या इन लक्ष्यों को राज्य के उपलब्ध नवीकरणीय संसाधनों से पूरा किया जा सकता है।	आरपीओ लक्ष्यों को देश में कहीं भी स्थित नवीकरणीय संसाधनों से पूरा किया जा सकता है।	नहीं
20.9	ईवी, घरेलू और कृषि लोड शिफ्ट की वजह से मांग पर विचार करते हुए विद्युत मांग का प्रक्षेपण किया जाना चाहिए और 20वें विद्युत सर्वेक्षण को ध्यान में रखते हुए वर्तमान एनईपी योजना पर फिर से काम किया जाना चाहिए।	अंतिम एनईपी 20वें ईपीएस पर आधारित है, जिसमें ईवी के कारण होने वाली मांग पर भी विचार किया गया है।	हाँ
21	जीसीआईएल		
21.1	यह सुझाव दिया जाता है कि एनईपी में ऊर्जा और मांग की खपत के आंकड़ों को एकरूपता के लिए अंतिम 20वें ईपीएस में अधिसूचित आंकड़ों के साथ जोड़ा जा सकता है।	अंतिम एनईपी 20वें ईपीएस पर आधारित है	हाँ
21.2	भविष्य में इलेक्ट्रोलाइजर लोड की उच्च परिकल्पित ऊर्जा तीव्रता को ध्यान में रखते हुए, यह सुझाव दिया जाता है कि रिपोर्ट में मांग मूल्यांकन में अनुमानित मात्रा का उल्लेख किया जा सकता है।	20वीं ईपीएस रिपोर्ट में पहले ही ध्यान रखा गया है।	हाँ
21.3	उत्पादन स्रोत निर्दिष्ट करें जिसके लिए सिस्टम में 5% स्पनिंग रिजर्व लिया जाता है	कोयला और हाइड्रो संसाधन।	नहीं
21.4	ईएनएस की लागत के लिए औचित्य निर्दिष्ट किया जा सकता है।	उपभोक्ता द्वारा भुगतान की जाने वाली एक यूनिट बिजली पैदा करने की लागत यदि उनके द्वारा उत्पन्न की जाती है।	नहीं
21.5	यह स्पष्ट नहीं है कि लोड आकार में परिवर्तन मुख्य रूप से कृषि भार का सौर घंटों में विस्थापन के कारण का प्रभाव कैप्चर किया गया है या नहीं।.....	अंतिम एनईपी में शामिल	हाँ
21.6	मार्च 2022 तक पीएसपी क्षमता की समीक्षा करें क्योंकि कुल 2590 मेगावाट की पीएसपी क्षमता विभिन्न कारणों से चालू नहीं है।	पीएसपी क्षमता के पंप मोड संचालन को चालू करने के प्रयास किए जा रहे हैं।	नहीं
21.7	5 घंटे की एकल अवधि के बजाय विभिन्न अवधियों - 2,	अंतिम एनईपी में भी यही माना जाता है	हाँ

	4, 6 घंटे आदि के बैटरी भंडारण के उम्मीदवारों पर विचार किया जा सकता है। मॉडल अलग-अलग समय सीमा में इष्टतम अवधि चुन लेगा।		
21.8	आगे और पीछे की दिशा में एचवीडीसी ट्रांसमिशन क्षमता समान नहीं है। इसके अलावा, गलियारों के बीच संचरण क्षमता में कुछ विसंगतियां हैं।	ठीक किया गया।	हाँ
21.9	उपरोक्त तालिका में 2022-27 के दौरान किसी बीईएसएस क्षमता के निर्माण पर विचार नहीं किया गया है, जबकि बीईएसएस पर विद्युत मंत्रालय की पायलट परियोजना के हिस्से के रूप में 4000 मेगावाट घंटे की ग्रिड-स्केल बीईएसएस क्षमता को लागू किया जा रहा है।	अंतिम एनईपी में आवश्यक बदलाव किए गए हैं।	हाँ
21.10	यह सुझाव दिया जाता है कि रिपोर्ट में परिदृश्य-3 यानी "रूढ़िवादी परिदृश्य" के लिए मान्यताओं को विस्तृत किया जा सकता है।	अंतिम एनईपी में शामिल स्पष्टीकरण	हाँ
2.11	यह सुझाव दिया जाता है कि रिपोर्ट में 2022-23 से 2031-32 तक के वर्ष-वार आई/सी क्षमता विवरण का भी उल्लेख किया जा सकता है।	अनिवार्य रूप से योजना अवधि के अंतिम वर्षों के लिए दीर्घावधि योजना प्रदान की गई है।	नहीं
21.12	विचार करने के लिए अतिरिक्त परिदृश्य: i) लोड आकार में परिवर्तन (कृषि लोड शिफ्ट) परिदृश्य ii) कम मांग परिदृश्य (सर्वाधिक मांग और ऊर्जा में 5% की कमी)	भविष्य के वर्षों के लिए कृषि लोड शिफ्ट क्षमता उपलब्ध नहीं है, इसलिए परिदृश्य पर विचार नहीं किया गया। 20वें ईपीएस के अनुसार अनुमानित बिजली की मांग से कम बिजली की मांग को 20वें ईपीएस के अनुसार मांग अनुमानों के लिए नियोजित क्षमता से पूरा किया जा सकता है।	नहीं
21.13	वर्ष 2026-27 में भंडारण के माध्यम से की जा रही ऊर्जा जुलाई 2022 में विद्युत मंत्रालय द्वारा अधिसूचित भंडारण खरीद दायित्व (एसपीओ) [एसपीओ लक्ष्य 2.5%] आवश्यकता के अनुरूप नहीं है।	भंडारण आवश्यकता एसपीओ लक्ष्य के अनुरूप है।	नहीं
21.14	इकाइयों/प्रौद्योगिकियों के विभिन्न सेटों के लिए विचार की गई जबरन और नियोजित रखरखाव आउटेज दरों को रिपोर्ट में निर्दिष्ट किया जा सकता है। इसके अलावा, नियोजित आउटेज के शेड्यूलिंग के लिए अपनाए गए दृष्टिकोण को रिपोर्ट में विस्तृत किया जा सकता है।	फाइनल रिपोर्ट में शामिल.	हाँ
21.15	यह सुझाव दिया जाता है कि रिपोर्ट में मौसम के अनुसार एलओएलपी और ईएनएस के आंकड़े भी निर्दिष्ट किए जा सकते हैं।	एनईपी लंबी अवधि की योजना है और इसलिए सीजन के अनुसार एलओएलपी और ईएनएस को अलग रिपोर्ट में पेश किया जा सकता है। एनईपी में एलओएलपी और ईएनएस वार्षिक औसत	नहीं

		पर आधारित है।	
21.16	क्या कोई दिन/अवधि है जहां रात के दौरान विशेष रूप से उच्च हवा के मौसम के दौरान चार्जिंग मोड में भंडारण प्रौद्योगिकियों का संचालन किया गया है, रिपोर्ट में उल्लेख किया जा सकता है।	एनईपी दीर्घकालिक योजना पर केंद्रित है। भंडारण प्रौद्योगिकियों के संचालन को अलग रिपोर्ट में निपटाया जा सकता है।	नहीं
21.17	“यह देखा गया है कि वर्ष 2026-27 के दौरान लगभग 3.48% आरई आधारित उत्पादन को अवशोषित नहीं किया जा सकता है। कृपया 2031-32 के लिए भी मान निर्दिष्ट करें।	अंतिम एनईपी में शामिल मूल्य	हाँ
21.18	कृपया 2031-32 के लिए भी उच्च पीएलएफ (>70%) और निम्न पीएलएफ (<30%) पर चलने वाली अपेक्षित कोयला क्षमता निर्दिष्ट करें।	चूंकि 2027-32 परिप्रेक्ष्य योजना है इसलिए एनईपी में विस्तृत प्रति घंटा प्रेषण प्रदान नहीं किया गया है।	नहीं
21.19	कृपया 2026-27 और 2031-32 के सभी महत्वपूर्ण दिनों का प्रेषण और विश्लेषण साझा करें, जैसा कि ऑप्टिमल जनरेशन कैपेसिटी मिक्स रिपोर्ट (2030) में किया गया है।	2026-27 और 2031-32 के सभी महत्वपूर्ण दिनों का प्रेषण और विश्लेषण बड़ा है और अलग रिपोर्ट में किया जा सकता है।	नहीं
21.20	2026-27 के लिए विश्वसनीयता मेट्रिक्स (ईएनएस और एलओएलपी) को पूरा करने के लिए लिए गए प्लानिंग रिजर्व मार्जिन का भी रिपोर्ट में उल्लेख किया जा सकता है।	इसे आरए अध्ययनों में शामिल किया जाएगा।	नहीं
21.21	(i) कृपया अपतटीय पवन के सीयूएफ का उल्लेख करें (ii) वास्तविक समय में देखा जा रहा आरई सीयूएफ अध्ययन में विचार किए गए से काफी अधिक है। उदाहरण के लिए- सोलर का वास्तविक सीयूएफ (25-32%) ~22% के अनुमानित सीयूएफ की तुलना में है	सोलर पीवी का 22% सीयूएफ मौजूदा सोलर पीवी, रूफटॉप सोलर और भविष्य के पीवी प्लांट्स को ध्यान में रखते हुए समग्र अखिल भारतीय आधार पर है।	नहीं
21.22	अध्ययन में विचार की गई छूट दर धारणा (वर्तमान मूल्य के लिए), बैटरी चक्र दक्षता के लिए धारणा और चार्ज/डिस्चार्ज चक्रों की संख्या, यदि कोई हो?	अंतिम एनईपी में निर्दिष्ट।	नहीं
21.23	कृपया 2026-27 से 2031-32 की अवधि के लिए भी निर्माणाधीन संयंत्रों (कोयला आधारित, हाइड्रो, पीएसपी, पड़ोसी देशों से हाइड्रो आयात) की सूची/विवरण निर्दिष्ट करें।	एनईपी में पहले से ही निर्दिष्ट है	नहीं
21.24	कृपया नीचे दिए गए मापदंडों के लिए धारणा निर्दिष्ट करें: (i) % उपलब्धता (स्रोत के अनुसार) (ii) रैम्पिंग (%/मिनट) - स्रोत के अनुसार (iii) गर्म, उष्ण और ठंडा स्टार्ट-अप समय (स्रोत के अनुसार)	अंतिम एनईपी में इसका उल्लेख किया गया है	हाँ

	<p>(iv) न्यूनतम यूपी और डाउन टाइम (स्रोत वार)</p> <p>(v) स्टार्टअप लागत - ईंधन की खपत / बंद करने की लागत (स्रोत के अनुसार)</p> <p>(vi)% तकनीकी न्यूनतम स्तर (स्रोत वार)</p> <p>2. उस रैंप को पूरा करने में प्रत्येक स्रोत के योगदान के साथ वर्ष 2026-27 और 2031-32 के लिए सिस्टम में अधिकतम और औसत रैंपिंग आवश्यकता का उल्लेख किया जा सकता है।</p>		
21.25	जैसा कि ग्रिड ऑपरेशन को एक विशेष डोमेन के रूप में पहचाना गया है और सीईआरटी-जीओ का गठन एमओपी द्वारा किया गया है, यह सुझाव दिया जाता है कि ग्रिड ऑपरेशन को यहां एक अलग खंड के रूप में शामिल किया जा सकता है।	एनईपी के दायरे से बाहर।	नहीं
21.26	फील्ड उपकरणों के साथ इसके एकीकरण/ कनेक्टिविटी और आगे अपस्ट्रीम कनेक्टिविटी के आधार पर आईटी और ओटी नेटवर्क सेगमेंट का स्पष्ट सीमांकन किया जाना चाहिए। यह सुझाव दिया जाता है कि आईटी-ओटी कन्वर्जेंस बिंदु को तदनुसार सख्त किया जाए।	पहले से ही एनईपी में	नहीं
21.27	<p>निम्नलिखित को अनुभाग में उपयुक्त रूप से शामिल किया जा सकता है:</p> <ul style="list-style-type: none"> आईटी और ओटी दोनों में उपयुक्त आपदा रिकवरी तंत्र का डिजाइन और संचालन विद्युत क्षेत्र में आईईसी 62443 मानक का कार्यान्वयन पावर सेक्टर के लिए फेडरेटेड एसओसी की स्थापना 	अंतिम एनईपी में शामिल	हाँ
21.28	<p>निम्नलिखित को अनुभाग में उपयुक्त रूप से शामिल किया जा सकता है:</p> <ul style="list-style-type: none"> महत्वपूर्ण आईटी और ओटी सेवाओं का भविष्य में क्लाउड प्लेटफॉर्म में प्रवास के लिए साइबर सुरक्षा खतरे और इसकी शमन तकनीक 		
21.29	<p>"राष्ट्रीय विद्युत योजना 2022-27 की तैयारी के लिए समिति" खंड में, मुख्य कार्यकारी अधिकारी, (पोसोको) को अध्यक्ष और प्रबंध निदेशक (सीएमडी), ग्रिड-इंडिया (पूर्व में पोसोको) से बदला जा सकता है।</p> <p>(ii) रिपोर्ट में "पोसोको" के संक्षिप्त नाम को ग्रिड-इंडिया से बदला जा सकता है।</p>		
22	पीटीसी		
22.1	कृपया 2017-22 के दौरान 51561.15 मेगावाट की निर्धारित क्षमता प्राप्त करने में कमी के कारणों का	निर्धारित क्षमता हासिल करने में कमी का व्यापक कारण पहले से ही अध्याय 2 में	नहीं

	उल्लेख करें और मूल्य श्रृंखला पर इसका क्या प्रभाव पड़ा, इसका वर्णन करें।	शामिल है।	
22.2	2022-27 और 2027-32 के दौरान जोड़ी जाने वाली परमाणु क्षमता का आकलन परमाणु ईंधन की उपलब्धता और इसके संवर्धन पर आधारित होना चाहिए।	डीएई से मिले इनपुट के आधार पर परमाणु क्षमता बढ़ाने पर विचार किया गया है।	नहीं
22.3	2022-27 और 2027-32 के लिए 5856 मेगावाट के हाइड्रो आयात की फिर से जांच की जा सकती है और हाइड्रो स्थापित क्षमता में आयातित क्षमता शामिल नहीं है। कृपया 2027-32 के दौरान अतिरिक्त पीएसपी क्षमता (12020 मेगावाट) पर फिर से विचार करें।	यह जलविद्युत परियोजनाओं के आयात और पीएसपी क्षमता वृद्धि के नवीनतम आकलन पर आधारित है। आईसी में आयातित हाइड्रो क्षमता को देश में स्थित नहीं होने के कारण बाहर रखा गया है।	नहीं
22.4	2027-32 के लिए बीईएसएस क्षमता वृद्धि की भविष्य लागत वक्र सहित कई पहलुओं से जांच की जानी चाहिए।	उच्च बीईएसएस लागत वाले परिदृश्य को अंजाम दिया गया है।	हाँ
22.5	कम पीएलएफ (2026-27 में 55% और 2031-32 में 62%) को ध्यान में रखते हुए, कोयला आधारित आईसी का इष्टतम उपयोग करने की आवश्यकता है।	कोयला आधारित ताप संयंत्रों का पीएलएफ आरईएस स्रोतों से उत्पादन और लोड पैटर्न पर अत्यधिक निर्भर है।	नहीं
22.6	एक परिदृश्य स्पनिंग रिजर्व के बिना या 5% से कम स्पनिंग रिजर्व के साथ भी मॉडल किया जा सकता है।	5% स्पनिंग रिजर्व राष्ट्रीय विद्युत नीति 2005 के अनुसार है।	नहीं
22.7	पूँजीगत लागत और परियोजना वित्त प्रचलित ऊर्जा शुल्कों से प्रभावित होता है। इसलिए, जब लागत का मॉडल तैयार किया जाता है और फंडिंग आवश्यकताओं का अनुमान लगाया जाता है, उस समय भविष्य के वर्षों के लिए मूल्य पूर्वानुमान भी उपयोगी इनपुट हो सकता है।	सभी प्रौद्योगिकियों के भविष्य में लागत विकास पर विचार किया गया है। मॉडलिंग में ऊर्जा टैरिफ पर विचार नहीं किया जाता है क्योंकि वे ऊर्जा उपभोक्ताओं के लिए हैं जबकि एनईपी उत्पादन पोर्टफोलियो के लिए अनुकूल है।	नहीं
22.8	बीईएसएस, पीएसपी, ईवी, ग्रीन हाइड्रोजन को शामिल करने के कारण हमारे बाजारों की विकसित होती स्थिति को देखते हुए मॉडल की समय-समय पर समीक्षा की जानी चाहिए।	उच्च मांग परिदृश्य किया गया है।	नहीं
23	केएसईबीएल		
23.1	एसएचईपी के लिए वित्तीय बहाली और एसएचईपी के लिए सहायता की दर बढ़ाने के लिए एनईपी में आवश्यक प्रावधान शामिल किए जा सकते हैं।	एनईपी के दायरे से बाहर	नहीं
23.2	विद्युत मंत्रालय 25 मेगावाट से ऊपर की बड़ी जल विद्युत योजना के लिए उपलब्ध वित्तीय सहायता को बढ़ाने की संभावना पर विचार कर सकता है और परियोजना निर्माण के लिए सॉफ्ट लोन प्रदान कर सकता है।	एनईपी के दायरे से बाहर	नहीं
23.3	जल विद्युत परियोजनाओं के सुचारु क्रियान्वयन के लिए वन/पर्यावरण मंजूरी प्राप्त करने की प्रक्रिया को सरल बनाया जाना है। इस मामले में भारत सरकार/सीईए की सहायता आवश्यक है।	एनईपी के दायरे से बाहर	नहीं

23.4	रिजर्व बनाए रखना डिसकाम के लिए वाणिज्यिक दायित्व है। इसलिए विभिन्न नियंत्रण क्षेत्रों में उपलब्ध अधिशेष को क्षेत्रीय/राष्ट्रीय रिजर्व के रूप में उपलब्ध कराया जा सकता है और राज्य रिजर्व के मामले में राज्य की सहमति से नियंत्रण क्षेत्रों के बीच इन रिजर्वों को पूल करने के लिए एक पद्धति तैयार की जानी चाहिए।	एनईपी के दायरे से बाहर	नहीं
23.5	20वें ईपीएस के आधार पर मांग प्रक्षेपण को संशोधित करने की आवश्यकता है।	अंतिम एनईपी 20वें ईपीएस पर आधारित है	हाँ
23.6	इलेक्ट्रिक वाहनों को चार्ज करने, अपनाने की प्रवृत्ति को देखते हुए बिजली ऊर्जा की मांग का पता लगाया जाना चाहिए	20वें ईपीएस में मांग का अनुमान लगाते समय विचार किया गया	हाँ
23.7	उत्पादन स्रोतों विशेषकर आरई स्रोतों के स्थान की योजना बनाते समय पारेषण नेटवर्क की फंसी हुई क्षमता के अधिकतम उपयोग का भी ध्यान रखा जाना चाहिए।	उत्पादन क्षमता में वृद्धि का अनुकूलन करते समय अंतर-क्षेत्रीय पारेषण लाइनों पर विचार किया गया है।	नहीं
23.8	हाइब्रिड परियोजनाओं की व्यवहार्यता - पवन-सौर हाइब्रिड, लघु हाइड्रो सौर हाइब्रिड आदि का पता लगाने की आवश्यकता है।	भविष्य के विश्लेषणों में इसका अध्ययन किया जाएगा। एनईपी एक क्षेत्रीय दायरे का उपयोग करता है और इसलिए यह कोई फर्क नहीं पड़ता कि प्रतिष्ठान हाइब्रिड प्रौद्योगिकियों के रूप में हैं या एक ही क्षेत्र के भीतर अलग संयंत्र हैं।	नहीं
23.9	ग्रिड की स्थिरता सुनिश्चित करने और आरई को बढ़ावा देने के लिए, पीएसपी के लिए अनुदान और आसान ऋण सहित वित्तीय सहायता सुनिश्चित की जानी चाहिए।	एनईपी के दायरे में नहीं	नहीं
23.10	भंडारण प्रौद्योगिकी में निवेश का निर्णय लेते समय विद्युत मंत्रालय द्वारा अधिसूचित ऊर्जा भंडारण लक्ष्य पर भी विचार किया जाना है।	एनईपी विद्युत मंत्रालय द्वारा अधिसूचित ऊर्जा भंडारण लक्ष्य के अनुरूप है।	नहीं
23.11	बड़े बांध आधारित जलविद्युत परियोजनाओं से जुड़ी विस्तार परियोजनाओं के लिए केंद्र/राज्य सरकार से विशेष वित्तीय सहायता की आवश्यकता होती है।	एनईपी के दायरे से बाहर	नहीं
23.12	मॉडलिंग में निम्न कारकों को शामिल करना है (i) आधुनिकीकरण, औद्योगिकीकरण के कारण उपभोग पद्धति में परिवर्तन (ii) मौसम की स्थिति पर कुछ ऊर्जा स्रोतों की निर्भरता (iii) ईवी की वृद्धि (iv) ग्रिड में आरई की पैठ में वृद्धि।	पहले से ही माना जाता है।	नहीं
23.13	टीपीपी बेस लोड प्लांट के रूप में काम करता है इसलिए यह सुझाव दिया जाता है कि (i) आरएलए पर आधारित टीपीपी का आधुनिकीकरण टीपीपी के उपयोगी जीवन को बढ़ाने के लिए डिजाइन किए गए जीवन के निकट आने पर किया जाएगा। (ii) किसी भी टीपीपी ने 25 वर्ष पूरे कर लिए हैं और	अंतिम एनईपी में विचार की गई सेवानिवृत्ति को मॉडरेट किया गया है।	हाँ

	डिस्कॉम द्वारा लंबी अवधि के पीपीए को छोड़ दिया गया है, उसे आरक्षित क्षमता के रूप में काम करने का अवसर प्रदान किया जा सकता है और उनकी सेवाओं की भरपाई के लिए उपयुक्त तंत्र तैयार किया जा सकता है। (iii) आरक्षित क्षमता के लिए भंडारण के साथ आरई स्रोतों पर विचार किया जा सकता है।		
23.14	विभिन्न स्रोतों से क्षमता वृद्धि पर फिर से विचार करने की आवश्यकता है क्योंकि कथित क्षमता वृद्धि का ग्रिड स्थिरता पर प्रभाव पड़ सकता है। साथ ही 2022-27 के लिए बीईएसएस पर विचार नहीं किया गया। क्यों?	इष्टतम उत्पादन क्षमता मिश्रण प्राप्त करने के लिए मॉडल में सभी तकनीकी विकल्प दिए गए हैं। सिस्टम में इष्टतम और आवश्यक होने पर ही बैटरी जोड़ना शुरू होता है।	नहीं
23.15	(i) विलंबित जलविद्युत परिदृश्य के मामले में, जलविद्युत परियोजनाओं द्वारा प्रदान की जाने वाली सहायक सेवाओं पर प्रभाव का मूल्यांकन करने की आवश्यकता है। (ii) थर्मल क्षमता वृद्धि परिदृश्य में देरी पर भी विचार करें।	बाद में अलग से अध्ययन किया जा सकता है क्योंकि सहायक सेवाएं एनईपी के दायरे से बाहर हैं। रूढ़िवादी परिदृश्य वही मानता है।	नहीं
23.16	मसौदे में उल्लिखित आरपीओ लक्ष्यों को विद्युत मंत्रालय द्वारा 22.07.2022 को प्रकाशित "2029-30 तक आरपीओ और एनर्जी स्टोरेज ऑब्जिगेशन ट्रेजेक्टरी" पर विचार करते हुए संशोधित करने की आवश्यकता है।	एनईपी को नवीनतम आरपीओ लक्ष्य के साथ संरेखित किया गया है।	हाँ
23.17	कोयले की ढुलाई के लिए रेलवे प्रणाली को मजबूत करने और यह सुनिश्चित करने की जरूरत है कि स्टेशनों पर कोयले का उचित भंडारण हो।	एनईपी के दायरे में नहीं	नहीं
23.18	बिजली क्षेत्र में साइबर सुरक्षा पारिस्थितिकी तंत्र को मजबूत करने के लिए पूंजी निवेश के लिए विद्युत उत्पादन योजना में उपयुक्त प्रावधानों को शामिल करने की आवश्यकता है।	एनईपी के दायरे से बाहर	नहीं
24	टोरेंट पावर लिमिटेड		
24.1	उपयुक्त नीतिगत हस्तक्षेपों के माध्यम से, गैस आधारित संयंत्रों से टिकाऊ और स्वच्छ बिजली उत्पादन की आपूर्ति की जा सकती है, जो कि पर्याप्त बिजली की जरूरतों को पूरा कर सके और कोयले से नवीकरणीय ऊर्जा में संक्रमण का प्रबंधन करने के लिए 'पुल ईंधन' के रूप में काम कर सके। गैस आधारित पीपी को लागत प्रभावी ढंग से उपयोग करने के संभावित उपाय। (i) बिजली क्षेत्र को घरेलू गैस आवंटन की प्राथमिकता बढ़ाई जानी चाहिए	जो टिप्पणियां एनईपी के दायरे से बाहर थीं, उन्हें अलग से विचार करने के लिए संबंधित विंग को भेज दिया गया है।	नहीं

	<p>(ii) घरेलू एचपीएचटी (फ्रीडम) गैस के वृद्धिशील उत्पादन का ~ 50% गैस आधारित संयंत्रों को प्राथमिकता से आवंटित किया जा सकता है</p> <p>(iii) फ्रीडम गैस का मूल्य उच्चतम दर पर निर्धारित किया जा सकता है (22 अक्टूबर - 23 मार्च के लिए वर्तमान अधिकतम मूल्य \$12.46/एमएमबीटीयू है) जो ईएंडपी प्लेयरों को शून्य राजस्व हानि सुनिश्चित करेगा। इस तरह की वृद्धिशील गैस को एपीएम गैस के साथ पूल किया जा सकता है (22 अक्टूबर - 23 मार्च के लिए वर्तमान अधिकतम मूल्य \$ 8.57 / एमएमबीटीयू है) पहले से ही बिजली क्षेत्र के लिए आरक्षित है।</p> <p>(iv) गैस का प्रेषण संयंत्र की दक्षता के आधार पर और समान दक्षता के मामले में स्थापित क्षमता के अनुपात के अनुसार आनुपातिक आधार पर किया जा सकता है।</p> <p>(v) प्रस्तावित पूर्लिंग उत्पादन की लागत की चिंता (कुछ हद तक) को संबोधित करेगी। उल्लेखनीय है कि उर्वरक क्षेत्र के लिए इस तरह की पूर्लिंग पहले से ही की जा रही है</p> <p>(vi) बिजली क्षेत्र, पूरी तरह से विनियमित होने के कारण, अन्य गैर-विनियमित क्षेत्रों के मुकाबले प्रतिस्पर्धात्मक रूप से बोली लगाने और गैस प्राप्त करने में असमर्थ है, जो उपभोक्ताओं को उच्च गैस लागत पारित करने में सक्षम हैं।</p> <p>(viii) घरेलू गैस आवंटन के उपर्युक्त प्रस्ताव को पहले पूरा करने के बाद, इष्टतम लागत पर आरएलएनजी की लंबी/मध्यम अवधि की आपूर्ति के माध्यम से शेष गैस की आवश्यकता का पता लगाया जा सकता है।</p>		
24.2	गैस आधारित बिजली उत्पादन क्षमता का उपयोग वर्ष के अप्रैल से अक्टूबर महीनों के दौरान किया जा सकता है।		
24.3	सभी गैस बिजली संयंत्रों को विश्वसनीयता संसाधन/क्षेत्रीय बिजली संयंत्रों और ग्रिड को समर्थन देने के लिए अधिकतम बिजली की आवश्यकता के लिए प्रेषण शक्ति के रूप में घोषित किया जा सकता है।	एनईपी में भी यही सिफारिश की गई है	हाँ
24.4	<p>लागत अनुकूलन :</p> <p>(i) प्राकृतिक गैस को माल और सेवा कर (जीएसटी) व्यवस्था के दायरे में लाना</p> <p>(ii) गैस आधारित संयंत्रों के लिए आईएसटीएस छूट</p> <p>(iii) घरेलू उपभोक्ताओं को बेची जा रही घरेलू गैस की कीमत यूएसडी में है। तथापि, घरेलू होने के कारण</p>	एनईपी के दायरे में नहीं	नहीं

	उत्पादन की कीमत रुपये में होनी चाहिए। (iv) सीलिंग प्राइस फॉर्मूले को संशोधित किया जाना चाहिए ताकि कैप अंतरराष्ट्रीय बाजार में लंबी अवधि के सौदों के लिए प्राप्त कीमतों को दर्शाए। इससे सही संदर्भ देने और कीमतों में स्थिरता लाने में मदद मिलेगी।		
24.5	अन्य समर्थन: (i) आरपीओ और एचपीओ की तरह, कार्बन क्रेडिट मैकेनिज्म स्कीम या गैस पावर परचेज ऑब्लिगेशन (जीपीओ) को गैस आधारित बिजली संयंत्रों से उठाव को प्रोत्साहित करने के लिए लागू किया जाना चाहिए, जिसमें कोयला आधारित बिजली संयंत्र की तुलना में लगभग 50% कम कार्बन उत्सर्जन होता है। (ii) विकसित देशों से प्राप्त स्वच्छ ऊर्जा निधि का हिस्सा गैस आधारित बिजली संयंत्रों के संचालन के लिए दिया जा सकता है (iii) दैनिक 'लेने या भुगतान' अनुबंध से देनदारियों को कम करने के लिए प्राकृतिक गैस की खरीद में लचीलेपन का उपयोग किया जाना चाहिए। (iv) घरेलू गैस/ई-बोली आरएलएनजी योजना के आवंटन के साथ आरई और गैस आधारित बिजली के बीच बंडल किए गए आरटीसी बिजली की आपूर्ति की एक विशिष्ट निविदा जारी की जा सकती है। (v) एक विशिष्ट पाइपलाइन के लिए अलग-अलग टैरिफ की तुलना में पूरे नेटवर्क में गैस ट्रांसमिशन के लिए एक समान टैरिफ कई पाइपलाइनों के उपयोग के कारण टैरिफ कैस्केडिंग को दूर करने में मदद करेगा।	एनईपी के दायरे में नहीं	नहीं
25	ग्रिडको		
25.1	यह अनुरोध किया जाता है कि प्रत्येक स्लिप पावर प्लांट के लिए देरी के कारणों का विवरण अनुबंध 2.3 में दर्शाया जाए।	पावर प्लांट के लिए देरी के कारणों का विस्तृत विवरण अध्याय 2 में उल्लिखित है। आगे के विवरण केविप्रा की वेबसाइट से प्राप्त किए जा सकते हैं।	नहीं
25.2	कृपया अनुलग्नक 5.1 में एनईपी में उपयोग की जाने वाली विभिन्न प्रकार की उत्पादन इकाइयों की अधिकतम उपलब्धता, सहायक बिजली की खपत और ताप दर से संबंधित जानकारी प्रदान करें।	एनईपी में शामिल	हाँ
25.3	यह अनुरोध किया जाता है कि जनरेशन प्लान (धारा 5.6 और 4.2) में ऐसे नियोजन उपकरणों के लिए आवश्यक इनपुट मापदंडों के साथ-साथ नियोजन उपकरण (प्लेक्सोस और ऑर्डेना) की विस्तृत विशेषताएं प्रदान करें।	प्लेक्सोस और ऑर्डेना प्रोप्राइटी सॉफ्टवेयर हैं और इन उपकरणों की विवरण विशेषता एनईपी दस्तावेज़ में प्रासंगिक नहीं है। योजना अध्ययन के लिए आवश्यक इनपुट अध्याय 5 और प्रासंगिक अनुलग्नकों में विस्तृत हैं।	नहीं
25.4	यह अनुरोध किया जाता है कि एनईपी (जनरेशन	अखिल भारतीय आधार पर वास्तविक	नहीं

	वॉल्यूम 1) [तालिका 4.1] में वित्त वर्ष 2021-22 के लिए क्षेत्रवार वास्तविक पीक मांग आंकड़े प्रस्तुत करें।	पीक मांग के आंकड़े अध्याय 1 में दिए गए हैं।	
25.5	तालिका 9.1 के आधार पर, कृपया उत्पादन योजना में यह दिखाया जा सकता है कि 2021-22 के दौरान वास्तविक पीक मांग के मुकाबले 2021-22 में विभिन्न ऊर्जा स्रोतों से बिजली का संतुलन कैसे हासिल किया गया है।	एनईपी के दायरे में नहीं	नहीं
25.6	वित्त वर्ष 2021-22 सहित पिछले पांच वर्षों के लिए कोयला, लिग्नाइट, गैस, परमाणु, पनबिजली, पंप भंडारण और बायोमास का वास्तविक पीएलएफ एवं सौर और पवन ऊर्जा के लिए सीयूएफ और तकनीकी बाधाओं को एनईपी (उत्पादन वॉल्यूम.1) में परिलक्षित किया जा सकता है। उत्पादन वॉल्यूम.1)। वर्ष 2026-27 और 2031-32 के लिए भी दुबारा करें।	स्रोत वार उत्पादन विवरण केविप्रा की वेबसाइट से प्राप्त किया जा सकता है। वर्ष 2026-27 और 2031-32 के लिए स्रोतवार उत्पादन का उल्लेख अध्याय 5 में किया गया है	नहीं
25.7	यह अनुरोध किया जाता है कि वर्ष 2026-27 के लिए तालिका 5.7 में प्रदान की गई एनईपी (जेनरेशन वॉल्यूम 1) में वर्ष 2031-32 के अंत तक क्षेत्रवार स्थापित क्षमता प्रदान की जाए।	एनईपी दस्तावेज़ में 2027-32 की अवधि के लिए परिप्रेक्ष्य योजना शामिल है इसलिए, 2031-32 के अंत में क्षेत्रवार स्थापित क्षमता नहीं दी गई है और बाद की एनईपी में शामिल की जाएगी।	नहीं
25.8	2026-27 के दौरान पीक लोड-जेनरेशन बैलेंस कैसे हासिल किया जाएगा, क्योंकि साल के दौरान पीक डिमांड 272 गीगावाट है और स्थापित क्षमता 622.99 गीगावाट है [तालिका 5.7]	वर्ष 2026-27 के दौरान संभावित पीक डिमांड (272 गीगावाट) दिन के लिए लोड जनरेशन बैलेंस ग्राफ अध्याय 5 में दिखाया गया है।	नहीं
25.9	2031-32 के दौरान पीक लोड-जनरेशन बैलेंस कैसे हासिल किया जाएगा [तालिका 5.8]	एनईपी दस्तावेज़ में 2027-32 की अवधि के लिए परिप्रेक्ष्य योजना शामिल है, इसलिए लोड जनरेशन बैलेंस ग्राफ केवल वर्ष 2026-27 के लिए दिया गया है।	नहीं
25.10	अनुबंध 6.2: देश में राज्यवार अनुमानित पवन ऊर्जा क्षमता। संभावित डेवलपर्स का ध्यान आकर्षित करने के लिए सात पवन ऊर्जा राज्यों के अलावा अन्य राज्यों के नाम का उल्लेख करने की आवश्यकता है।	यह जानकारी एमएनआरई से प्राप्त आंकड़ों के अनुसार है।	नहीं
25.11	यह प्रस्तावित किया जाता है कि पिट हेड जनरेटिंग स्टेशन और नॉन-पिट हेड जनरेटिंग स्टेशन के लिए कोयले के स्टॉक के मानदंडों के अनुरूप होना चाहिए जो सीईआरसी टैरिफ विनियम, 2019 के विनियम 34 (ए) में निर्धारित है	एनईपी के दायरे से बाहर। हालांकि टिप्पणियों को संबंधित विंग को विचार के लिए भेज दिया गया है।	नहीं
25.12	कृपया जनरेशन प्लान में यह स्पष्ट किया जाए कि क्या एनटीपीसी स्टेशनों को अपने पिट हेड कोयला खदानों	एनईपी के दायरे से बाहर	नहीं

	से पर्याप्त कोयले की आपूर्ति होने पर भी 2022-23 के दौरान आयातित कोयले के साथ सम्मिश्रण करना होगा।		
25.13	केविप्रा उत्पादन योजना में स्पष्ट कर सकता है; लोडिंग छोर पर कोयले के विश्लेषित ग्रेड की तुलना में अनलोडिंग छोर पर विश्लेषण किए गए ग्रेड के बीच गुणवत्ता में अंतर के लिए कोयले की लागत में अंतर कौन वहन करेगा।	एनईपी के दायरे से बाहर	नहीं
25.14	सल्फर डाइऑक्साइड (एसओ ₂) स्तर, नाइट्रोजन के ऑक्साइड (एनओएक्स) और कोयला आधारित विद्युत संयंत्रों के आसपास के क्षेत्र के कणिकीय पदार्थ के संदर्भ में परिवेशी वायु-गुणवत्ता को जनरेशन प्लान में प्रकाशित किया जा सकता है ताकि यह सुनिश्चित किया जा सके कि उन संयंत्रों के लिए उत्सर्जन नियंत्रण प्रणाली की स्थापना की लागत का प्रभाव उपभोक्ताओं पर ना पड़े [धारा 10.4]	ताप विद्युत संयंत्र के लिए पर्यावरण, वन और जलवायु परिवर्तन मंत्रालय उत्सर्जन मानकों का पालन सभी हितधारकों को करना होगा। एनईपी के अध्याय 10 में भी यही दिया गया है।	नहीं
25.15	एनओएक्स नियंत्रण के लिए समाधान/उपचारात्मक उपायों को जनरेशन प्लान में लाया जा सकता है। [धारा 10.4]।	एनईपी के दायरे में नहीं।	नहीं
25.16	ड्राफ्ट एनईपी (जेनरेशन वॉल्यूम 1) के अध्याय 11 में निम्नलिखित पहलुओं पर आर एंड डी को लिया जा सकता है (i) ट्रांसफॉर्मर में ओवरफ्लक्सिंग घटना और उसे रोकने और नियंत्रित करने के साधन; (ii) ट्रांसफॉर्मर में इक्का-दुक्का नुकसान का उन्मूलन; (iii) ट्रांसफॉर्मर में मैग्नेटाइजिंग इनरश फेनोमेना और उसके लिए विशिष्टताओं के साथ उसकी सुरक्षा; (iv) ट्रांसफॉर्मर के लिए स्टैटिक टैप-चेंजर; (v) क्षेत्र में उपकरण ट्रांसफॉर्मर (सीटी और वीटी) की अनुपात त्रुटि और चरण कोण त्रुटि का निर्धारण और ऊर्जा लेखांकन के लिए उसी के लिए सुधार; (vi) तटीय क्षेत्र के चक्रवात प्रवण क्षेत्रों में एक लचीली विद्युत प्रणाली के लिए टावर और सामग्री; (vii) पारेषण लाइनों की उपलब्ध हस्तांतरण क्षमता और अंतर क्षेत्रीय पारेषण क्षमता में वृद्धि पर।	अंतिम एनईपी में शामिल	हाँ

26	अप्रावा ऊर्जा		
26.1	20वें ईपीएस में मांग अनुमान एनईपी में कल्पित मांग से अलग हैं, एनईपी के मसौदे को ईपीएस मांग परिदृश्यों के साथ संशोधित किया जाना चाहिए ताकि उत्पादन विस्तार में बदलाव को प्रतिबिंबित किया जा सके।	अंतिम एनईपी 20वें ईपीएस पर आधारित है	हाँ
26.2	(ii) 20वीं ईपीएस और एनईपी के मसौदे दोनों में विकास दर अतीत में देखी गई विकास दर से अधिक है। इसलिए, इस तरह की संभावना को ध्यान में रखते हुए कम मांग वृद्धि दर वाले परिदृश्यों को चलाना महत्वपूर्ण है।	20वीं ईपीएस के अनुसार अनुमानित बिजली की मांग से कम होने पर 20वीं ईपीएस के अनुसार मांग अनुमानों के लिए नियोजित क्षमता से पूरा किया जा सकता है।	नहीं
26.3	(iii) एनईपी को लोड शिफ्टिंग पैटर्न का मूल्यांकन करना चाहिए क्योंकि इसका प्रकार और उत्पादन क्षमता वृद्धि आवश्यकताओं की मात्रा पर महत्वपूर्ण प्रभाव पड़ता है।	अंतिम एनईपी लोड पैटर्न में हाल के बदलावों को दर्शाता है।	हाँ
26.4	क्या एनईपी लोड माइग्रेशन का डिमांड मान्यताओं पर प्रभाव को (कैप्टिव मोड के लिए यूटिलिटी मांग, सी एंड आई उपभोक्ता खुद को नवीकरणीय ऊर्जा आदि के साथ लंबी अवधि के पीपीए में लॉक कर रहे हैं) विचार करता है?	20वें ईपीएस ने बिजली की मांग का अनुमान लगाते हुए उसी पर विचार किया है।	नहीं
26.5	नए कोयला आधारित संयोजनों (2022-27 और 2027-32 के लिए) का जलवायु लक्ष्यों और वित्तीय बाधाओं के आलोक में पूरी तरह से मूल्यांकन किया जाना चाहिए।	एनडीसी लक्ष्यों को अनुमानित उत्पादन क्षमता मिश्रण के साथ हासिल किया जाएगा।	नहीं
26.6	विद्युत मंत्रालय और राज्य सरकार के निर्देशों को ध्यान में रखते हुए पुरानी कोयला आधारित क्षमता के समापन और नई कोयला आधारित क्षमता के निर्माण की मान्यताओं को मान्य किया जाना चाहिए।	कोयला आधारित क्षमता के समापन को संशोधित किया गया है।	हाँ
26.7	पिछले दशक में पीएलएफ की घटती प्रवृत्ति को देखते हुए रिपोर्ट में विस्तार से नहीं बताया गया है कि वित्त वर्ष 32 तक पीएलएफ में कैसे सुधार होगा।	कोयला संयंत्रों का पीएलएफ जबरन आउटेज, नियोजित रखरखाव, मांग और अन्य जरूरी उत्पादन स्रोतों पर निर्भर करता	नहीं
26.8	~ 2032 तक नई परमाणु क्षमता में 7 गीगावाट क्षमता वृद्धि देश के पिछले प्रदर्शन को देखते हुए अत्यधिक महत्वाकांक्षी प्रतीत होता है।	अंतिम एनईपी ने परमाणु क्षमता वृद्धि को मॉडरेट किया है।	हाँ
26.9	2027-32 के दौरान पीएसपी और बीईएसएस की	अध्ययन न्यूनतम लागत पर आधारित है। बीईएसएस का चयन तब किया जाता है	नहीं

	अधिकांश क्षमता वृद्धि एकमुश्त क्यों हुई? क्या ऊर्जा भंडारण आवश्यकता विद्युत मंत्रालय के निर्देश दिनांक 22 जुलाई 2022 "अक्षय खरीद दायित्व (आरपीओ) और 2029-30 तक ऊर्जा भंडारण दायित्व प्रक्षेपवक्र" का अनुपालन करती है?	जब यह अन्य संसाधनों की तुलना में संभव हो। हाँ	
26.10	क्या एनईपी सरकार की नीतियों के प्रभाव पर विचार करती है - कार्बन बाजारों का निर्माण, जल नीति, भंडारण नीति, राष्ट्रीय हाइड्रोजन मिशन, पुराने संयंत्रों के लिए टैरिफ पूलिंग, क्षमता वृद्धि पर ताप ऊर्जा के साथ नवीकरणीय ऊर्जा का बंडलिंग।	एनईपी तैयार करते समय हाल की सरकारी नीतियों पर विचार किया गया है।	नहीं
26.11	यह अनुरोध किया जाता है कि मॉडल में उपयोग किए गए सभी डेटा और सिमुलेशन परिणाम जनता के लिए एमएस एक्सेल प्रारूप में उपलब्ध कराए जाने चाहिए ताकि उत्तरदाता उत्पादन विस्तार योजना को समझ सकें और अपने निवेश निर्णयों के जोखिमों को जान सकें।	मॉडल में उपयोग किए गए सभी डेटा सार्वजनिक डोमेन में उपलब्ध हैं। आगे की धारणाओं को एनईपी में विस्तृत किया गया है।	नहीं
27	आईईएसए		
27.1	यह अनुरोध किया जाता है कि आरई उत्पादन के आधार पर नियोजन घोषणाओं और आवश्यकता के तहत वास्तविक स्थिति के आधार पर भारत के लिए बीईएसएस आवश्यकता के लिए एक दृढ़ लक्ष्य निर्धारित किया जाए।	भंडारण संसाधनों की आवश्यकता (बीईएसएस सहित) योजना अवधि के दौरान विभिन्न स्रोतों से उत्पादन क्षमता की वास्तविक उपलब्धि और अनुमानित मूल्यों से मांग की भिन्नता के आधार पर भिन्न हो सकती है।	नहीं
27.2	तालिका 5.9- इस अध्ययन में वर्तमान स्थापित बीईएसएस परियोजनाएं, चालू परियोजनाएं, निर्माणाधीन और नियोजित परियोजनाएं शामिल नहीं हैं। विशिष्ट क्षेत्र, अनुप्रयोग क्षेत्र आदि के साथ 51गीगावाट (255 गीगावाट घंटा) पर ब्रेक अप निर्दिष्ट करने की आवश्यकता है।	अंतिम एनईपी में इसका उल्लेख किया गया है	हाँ
27.3	यह दस्तावेज़, विभिन्न क्षेत्रों में बीईएसएस परियोजनाओं की तैनाती और तैनाती के लिए समय-सीमा से बहुत अस्पष्ट है।	एनईपी दस्तावेज़ में 2027-32 की अवधि के लिए परिप्रेक्ष्य योजना शामिल है इसलिए, वर्ष 2031-32 के लिए बीईएसएस की क्षेत्रवार/वर्षवार तैनाती नहीं दी गई है।	नहीं
27.4	5 घंटे के भंडारण के साथ 51,555 मेगावाट बीईएस - बिजली क्षेत्र में बीईएसएस के सभी आवेदन क्षेत्रों के	एनईपी दस्तावेज़ में उल्लिखित भंडारण आवश्यकता संचयी है; विभिन्न अनुप्रयोगों	नहीं

	लिए भंडारण की अवधि समान नहीं है।	के लिए वास्तविक भंडारण अवधि भिन्न हो सकती है।	
27.5	बीईएसएस क्षमता 2032 तक भारत के लिए आवश्यक स्थापित क्षमता के हिस्से के रूप में शामिल नहीं है।	चूंकि बीईएसएस एक उत्पादन स्रोत नहीं है इसलिए इसे स्थापित क्षमता में नहीं माना जाता है।	नहीं
27.6	आरक्षित मार्जिन का उपयोग कर आपूर्ति की स्थिति पर नजर रखने की जरूरत है। एनईपी 2025 तक 15% और 2030 तक 20% की आरक्षित मार्जिन (भरोसेमंद क्षमता) की सिफारिश करेगी।	विश्वसनीयता मानदंड को आरक्षित मार्जिन के साथ पूरा किया जा रहा है।	नहीं
27.7	भारत को बिजली की गुणवत्ता के बेंचमार्क बनाने और पूरे ग्रिड में बिजली की गुणवत्ता की निगरानी करने की जरूरत है, ताकि उपभोक्ताओं को बिजली की गुणवत्ता के मुद्दों के बारे में पता चले और सुधारों की व्यवस्थित रूप से निगरानी की जा सके।	एनईपी के दायरे से बाहर	नहीं
27.8	ग्रिड स्थिरता और सुरक्षा सुनिश्चित करने के लिए उपयुक्त तकनीकी उपायों पर विचार करने के लिए राष्ट्रीय विद्युत योजना पर काम करते समय केविप्रा/पोसोको को निर्देश जारी किया जा सकता है।	एनईपी के दायरे से बाहर	नहीं
27.9	बैटरी भंडारण के साथ नवीकरणीय ऊर्जा के संयोजन से चौबीसों घंटे (आरटीसी)/फर्म और इन संपत्तियों से प्रेषण योग्य बिजली आपूर्ति सुनिश्चित करने में मदद मिल सकती है।	भंडारण का कार्यान्वयन आवश्यकताओं पर आधारित है।	नहीं
27.10	यह अत्यावश्यक है कि गुणवत्ता मानदंड जैसे व्यवधान; बिजली की बेहतर गुणवत्ता के लिए वोल्टेज स्तर आदि पर भी नजर रखी जानी चाहिए। डिसकाम को भौगोलिक रूप से महत्वपूर्ण क्षेत्रों जैसे मेट्रो शहरों / प्रमुख परिसंपत्ति क्षेत्रों आदि में बिजली की रुकावटों को दूर करने के लिए ऊर्जा भंडारण आधारित ऊर्जा भंडार रखना अनिवार्य किया जा सकता है।	परिचालन संबंधी मुद्दे एनईपी के दायरे से बाहर हैं।	नहीं
28	बीपी		
28.1	कॉरपोरेट ग्राहकों के परिसर में स्थापित ईवी चार्जिंग इंफ्रास्ट्रक्चर को शामिल करने के लिए कैप्टिव चार्जिंग स्टेशन की परिभाषा में संशोधन किया जा सकता है, भले ही ये कॉरपोरेट/उनके ठेकेदार इस सेवा के लिए शुल्क लेते हैं और ओपन एक्सेस से बिजली प्राप्त करते हैं। एक ही डिस्कॉम क्षेत्र में स्थित ईवी चार्जिंग स्टेशनों के लिए कैप्टिव मांग का एकत्रीकरण एक कॉर्पोरेट ग्राहक के स्वामित्व वाले कई ईवी चार्जिंग स्टेशनों को ओए आरई संयंत्र से कैप्टिव बिजली प्राप्त करने में सक्षम करेगा। इसकी अनुमति एक छत्र ओए आवेदन के तहत दी जा सकती है न कि प्रत्येक मीटर/उपभोक्ता संख्या के लिए कई ओए के साथ।	एनईपी के दायरे से बाहर	नहीं

28.2	<p>वार्षिक भुगतानों में "नरम" मूल्यांकन मानदंड (तकनीकी क्षमताओं) के साथ संयुक्त कैण्ड भुगतान संरचना की तुलना में विकास अवधि के अंत तक अनकैण्ड बोलियों और भुगतान की श्रृंखला के साथ वर्तमान मॉडल पर विचार किया जा सकता है जो एक नए विकासशील बाजार में परियोजना विकासकर्ताओं पर उच्च स्तर का जोखिम डालता है।</p> <p>ऑफटेक: इसके अलावा, सीबेड लीज अवार्ड के बाद, ऑफटेक चरण में विकासकर्ताओं को सी एंड आई / कैप्टिव उपभोक्ताओं की बिजली मांगों को पूरा करने और गुजरात मॉडल की तरह "मजबूत सरकार समर्थित पीपीए नीलामी" के बीच विकल्प दिया जा सकता है।</p>	एनईपी के दायरे से बाहर	नहीं
28.3	<ul style="list-style-type: none"> 6.7.1- आरई बिजली परियोजनाओं से आरटीसी सुनिश्चित करना: आरटीसी निविदाएं: हम आपसे एक अलग आरई+ गैस आरटीसी नीलामी के लिए बाजार का परीक्षण करने का आग्रह करते हैं। 5-10 साल की अवधि के लिए गैस/आरई के लिए अनुकूलित आरटीसी निविदाएं एक कदम आगे बढ़ेंगी। बंडल आरटीसी पावर का ऑफटेक/डिस्पैच: इस नीलामी के लिए ढांचा तैयार किया जाएगा ताकि बंडल पावर ऑफर के लिए मस्ट रन स्टेटस और ऑफटेक को सक्षम किया जा सके ताकि आर्थिक रूप से व्यवहार्य लागत पर आरई इंटरमिटेंसी को संबोधित करने के लिए गैस से चलने वाली पावर को सक्षम किया जा सके। शुल्कों पर विनियामक हस्तक्षेप: आरई बिजली परियोजनाओं के लिए व्हीलिंग, बैंकिंग क्रॉस सब्सिडी अधिभार - प्राकृतिक गैस के साथ आरटीसी बंडल बिजली के लिए लागू होना चाहिए। • एक न्यूनतम अवधि के बाद भंडारण जैसे निम्न कार्बन विकल्प के साथ ईंधन लचीलापन। प्रोफ़ाइल आकार: प्रति घंटा मांग प्रोफ़ाइल की उपलब्धता और चरम बिजली आपूर्ति अवधि की अग्रिम घोषणा यह सुनिश्चित करेगी कि बिजली आपूर्ति मांग को पूरा करने और आरटीसी दिशानिर्देशों के उद्देश्य को पूरा करने और ग्रिड संतुलन और कार्बन कटौती को प्राप्त करने के लिए अनुकूलित है। ऊर्जा का प्रति 	एनईपी के दायरे से बाहर	नहीं

	<p>घंटा लेखा-जोखा विभिन्न ईंधनों के बीच ऐसी स्थिति उत्पन्न करेगा जिसमें सभी के पास सफल होने का उचित और समान अवसर हो/आरटीसी की संपूर्ण अवधारणा को कम करने से बचाएगा। इस प्रोफाइल आकार को दिन की व्यस्ततम अवधियों या मौसमी समायोजनों को पूरा करने, डिस्कॉम्स और व्यापक ग्रिड आवश्यकताओं और वृद्धिशील सीएंडआई ग्राहकों की मांग को पूरा करने के लिए बदला जा सकता है।</p> <ul style="list-style-type: none"> • ओपन एक्सेस को प्रोत्साहित करें ताकि सी एंड आई उपभोक्ताओं द्वारा आरटीसी बिजली का उपभोग किया जा सके • 2030 तक शुरू की जा रही परियोजनाओं के लिए आईएसटीएस शुल्क की छूट का विस्तार। • अनिरंतरता को नियंत्रित करने के लिए वैनिला पवन/सौर निविदाओं के बजाय आरटीसी/हाइब्रिड निविदाएं। 		
28.4	अपतटीय पवन के लिए आरपीओ प्रक्षेपवक्र/नवीकरणीय ऊर्जा प्रमाणपत्र (आरईसी) के तहत अपतटीय पवन के लिए एक अलग श्रेणी स्थापित की जा सकती है।	एनईपी यह अनुशंसा नहीं करती है कि किन नीतियों को लागू किया जाए।	नहीं
28.5	चूंकि अपतटीय पवन परियोजनाएं लंबी अवधि की परियोजनाएं हैं और पहली परियोजना के 2033-34 समय सीमा में चालू होने की उम्मीद है, इसलिए अपतटीय पवन के लिए पारेषण शुल्क लंबी अवधि के लिए माफ किए जा सकते हैं।	एनईपी के दायरे से बाहर	नहीं
28.6	ऑफशोर पवन/ग्रीन हाइड्रोजन के लिए विनिर्माण से जुड़े प्रोत्साहन से स्थानीय तकनीक विकसित करने में मदद मिलेगी और परियोजना विकासकर्ताओं के लिए लागत कम करने में भी मदद मिलेगी।	एनईपी के दायरे से बाहर	नहीं
28.7	<ul style="list-style-type: none"> • 7.6.7- गैस की कमी दूर करने के उपाय: • जीएसटी में गैस को शामिल करके गैस बाजारों को विकसित और तीव्र करें और तीसरे पक्ष के गैस बुनियादी ढांचे के लिए समान और गैर-भेदभावपूर्ण अवसर की अनुमति दें। • तेजी से एलएनजी परिवहन नीति पेश करें और बायो-सीएनजी को बढ़ावा दें ताकि परिवहन क्षेत्र डीकार्बोनाइजेशन तेजी से शुरू हो सके। • कोयला संयंत्रों में को-फायरिंग गैस तेजी और प्रभावशाली तरीके से उत्सर्जन में कटौती कर सकती है क्योंकि बिजली का उत्पादन करते समय कोयले से गैस स्विचन जीवनचक्र जीएचजी उत्सर्जन को लगभग 50% और गर्मी प्रदान करते समय लगभग 	एनईपी के दायरे से बाहर	नहीं

	<p>33% तक कम कर देता है (सीओ2 और मीथेन दोनों को ध्यान में रखते हुए)।</p> <ul style="list-style-type: none"> जीवाश्म ईंधन बिजली जनरेटर के लिए कार्बन मूल्य का परिचय कम कार्बन ईंधन को अपनाने को बढ़ावा दे सकता है। पम्पड हाइड्रो स्टोरेज सिस्टम के लिए राष्ट्रीय डेटा भंडार। स्टैंडअलोन पम्पड हाइड्रो स्टोरेज सिस्टम के लिए पारेषण शुल्क में छूट। 		
29	भेल		
29.1	20वीं ईपीएस जारी होने के साथ, एनईपी के बिजली की मांग के अनुमानों को अद्यतन करने की आवश्यकता है।	अंतिम एनईपी 20वें ईपीएस अनुमानों पर आधारित है।	हाँ
29.2	बिजली की मांग में अभूतपूर्व वृद्धि (वित्त वर्ष 22 में ~8% और वित्त वर्ष 23 की पहली छमाही में ~10% वृद्धि) को देखते हुए 20वीं ईपीएस में वित्त वर्ष 22-27 के लिए 6.67% और वित्त वर्ष 27-32 के लिए 5.33% के रूप में ली गई बिजली की मांग की अनुमानित वृद्धि पर फिर से विचार करने की आवश्यकता है।		
29.3	भारतीय परिस्थितियों के लिए ऊर्जा त्रिलेमा को संतुलित करने के लिए सबसे उपयुक्त समाधान अधिक कुशल सुपरक्रिटिकल आधारित ताप विद्युत संयंत्रों के माध्यम से प्रतीत होता है जिसमें एडवांस्ड अल्ट्रा सुपरक्रिटिकल (एयूएससी) तकनीक और लोअर रेटिंग सुपरक्रिटिकल (एलआरएससी) तकनीक शामिल हैं। इन तकनीकों को विशेष रूप से दीर्घकालिक योजना के परिप्रेक्ष्य में, भारतीय परिस्थितियों के लिए उनकी उपयुक्तता को देखते हुए शामिल करने की जरूरत है।	एनईपी जनरेशन वॉल्यूम I के अध्याय 5 में इस पर विचार किया गया है।	हाँ
29.4	कार्यान्वयन के दौरान आने वाली समस्याओं पर उपयुक्त रूप से विचार करते हुए, उच्च आरई स्थापना की ओर स्थानांतरण क्रमिक तरीके से किए जाने की आवश्यकता है। यह अनुरोध किया जाता है कि ऑन-ग्राउंड वास्तविकताओं को ध्यान में रखते हुए परिवर्तनीय आरईएस (बड़े हाइड्रो को छोड़कर) के लिए क्षमता वृद्धि लक्ष्यों को संशोधित किया जा सकता है।	क्षमता वृद्धि की आवश्यकता का अनुमान लगाते समय उसी पर विचार किया गया है।	नहीं
29.5	उच्च अंतर-क्षेत्रीय और अंतर-क्षेत्रीय कनेक्शन और अतिरेक को शामिल करने और हरित ऊर्जा कॉरिडोर बनाने के लिए राष्ट्र की पारेषण और वितरण प्रणाली के पैमाने को बढ़ाने और आधुनिकीकरण की आवश्यकता है। इसके अलावा, सिस्टम में स्मार्ट मीटरिंग को शामिल करने की आवश्यकता होगी, जिसके लिए सिस्टम और प्रथाओं के आधुनिकीकरण की आवश्यकता होगी।	<p>इस विषय को वॉल्यूम 2- एनईपी के प्रसारण से हल किया जा सकता है।</p> <p>इसे विद्युत मंत्रालय द्वारा कार्यान्वित किया जा रहा है।</p>	नहीं

29.6	आरई परियोजनाओं के लिए बड़ी भूमि की आवश्यकता का मुद्दा सुलझाया जा सकता है।	यह एक महत्वपूर्ण मुद्दा है, लेकिन एनईपी में इसका आकलन संभव नहीं था।	नहीं
29.7	अक्षय क्षमता वृद्धि लक्ष्यों में कमी होने की स्थिति में भविष्य में बिजली की कमी होने की संभावना हो सकती है क्योंकि पारंपरिक बिजली संयंत्रों की 7-8 साल की लंबी अवधि होती है, जिसके परिणामस्वरूप रिकवरी या बैक-अप योजना की अनुपलब्धता होती है।	इसके लिए परिदृश्य विश्लेषण किया गया है।	नहीं
29.8	उनकी उच्च सीओ ₂ उत्सर्जन तीव्रता को देखते हुए अधिक इकाइयों की सेवानिवृत्ति और आर एंड एम योजना पर विचार किया जा सकता है। पुरानी इकाइयों को अधिक कुशल सुपरक्रिटिकल संयंत्रों से बदलने की भी निकट अवधि के लिए योजना बनाई जा सकती है।	सेवानिवृत्ति और आर एंड एम योजना संयंत्र की उम्र और प्रदर्शन पर निर्भर करेगी। सेवानिवृत्ति और आर एंड एम भारतीय विद्युत व्यवस्था के लिए प्रासंगिक हो सकते हैं और भविष्य के अध्ययनों में इसका विश्लेषण किया जाएगा।	नहीं
29.9	पर्यावरण, वन और जलवायु परिवर्तन मंत्रालय द्वारा अधिसूचित संशोधित उत्सर्जन मानदंडों के अनुपालन में नहीं रहने वाले पुराने पारंपरिक बिजली संयंत्रों की सेवानिवृत्ति पर विचार किया जा सकता है।	सेवानिवृत्ति के लिए मानी जाने वाली कोयला आधारित क्षमता लंबी अवधि और पर्यावरणीय मानदंडों का पालन न करने दोनों के कारण है।	नहीं
29.10	परमाणु और जलविद्युत क्षमता वृद्धि लक्ष्य अनुमानों को वास्तविक रूप से व्यवहार्य रूप में संशोधित किया जा सकता है।	अंतिम एनईपी में यथार्थवादी व्यवहार्य हाइड्रो और परमाणु क्षमता वृद्धि पर विचार किया गया है।	हाँ
29.11	रोजगार पर आरई संक्रमण के प्रभाव, पारंपरिक विद्युत क्षेत्र और इसके संबद्ध क्षेत्रों में कौशल विकास को ध्यान में रखा जा सकता है क्योंकि ताप विद्युत क्षेत्र आरईएस विद्युत क्षेत्र की तुलना में अधिक रोजगार सघन है। इसके अलावा, हाल की तकनीकी प्रगति ने स्वच्छ विद्युत उत्पादन के लिए पारंपरिक विद्युत क्षेत्र को तैयार किया है।	इस संबंध में विस्तृत अध्ययन चल रहा है।	नहीं
29.12	पिछले कुछ वर्षों में पारंपरिक बिजली क्षेत्र का स्वदेशीकरण किया गया है, जबकि दूसरी ओर, आरईएस क्षेत्र में एक प्रमुख आयात सामग्री शामिल है। इसलिए, ऊर्जा सुरक्षा के दृष्टिकोण से, आरईएस पर अत्यधिक निर्भरता उचित नहीं हो सकती है।	मेक इन इंडिया और आत्मनिर्भर भारत योजनाएं सभी तकनीकों को स्वदेशी बनाने में मदद करेंगी।	नहीं
29.13	एक बिजली संयंत्र स्थापित करने के लिए आवश्यक मौलिक इनपुट जैसे भूमि, कोयला लिंकेज, रेल लिंकेज, पानी, वैधानिक मंजूरी ((बाद के चरण जैसे एनजीटी/अदालत के आदेश पर परियोजना पर रोक से बचने के लिए) आदि जोकि यही तक सीमित नहीं है, शून्य तिथि से पहले प्रदान की जानी चाहिए ताकि निर्धारित समय सीमा का पालन किया जा सके। निष्पादन जांच के दौरान विकासकर्ता द्वारा आरेखण/	एनईपी के दायरे से बाहर	नहीं

	दस्तावेज/उप-विक्रेता आदि की अनावश्यक जांच को न्यूनतम किया जा सकता है।		
30	लाइफ		
30.1	यह अनुरोध किया जाता है कि पिछली योजना अवधि का अधिक विस्तृत मूल्यांकन होना चाहिए, जिसमें सभी विलंबित और/या रुकी हुई परियोजनाओं (पारंपरिक और नवीकरणीय दोनों) और संबंधित संसाधन लॉक-इन की विस्तृत समीक्षा के साथ-साथ लागत (वित्तीय और आर्थिक) प्रभावों के विस्तृत विश्लेषण और इसलिए ऐसी क्षमता की वांछनीयता, व्यवहार्यता और जीवनक्षमता भी शामिल है।	2017-22 की अवधि के लिए क्षमता वृद्धि की समीक्षा एनईपी जनरेशन खंड I के अध्याय 2 में की गई है।	नहीं
30.2	यह प्रस्तुत किया जाता है कि 20वें ईपीएस को पहले अंतिम रूप दिया जाना चाहिए और इन दृढ़ अनुमानों के आधार पर, सार्वजनिक टिप्पणियों के एक और दौर की अनुमति दी जानी चाहिए क्योंकि अतीत में, एनईपी और ईपीएस अनुमानों में अक्सर उच्च पक्ष पर गलती हुई है जबकि वास्तविक मांग विभिन्न कारणों से कम रही है।	अंतिम एनईपी 20वें ईपीएस अनुमानों पर आधारित है।	हाँ
30.3	एनईपी को कम मांग के परिदृश्यों पर भी विचार करना चाहिए।	20वीं ईपीएस के अनुसार अनुमानित बिजली की मांग से कम होने पर 20वीं ईपीएस के अनुसार मांग अनुमानों के लिए नियोजित क्षमता से पूरा किया जा सकता है।	नहीं
30.4	एनईपी का मसौदा बड़ी जलविद्युत क्षमता जिसे पहले एनईपी में लाभ के लिए माना गया था में देरी के कारणों का पर्याप्त विश्लेषण प्रदान नहीं करता है।	बड़ी पनबिजली क्षमता में देरी के कारणों का उल्लेख केविप्रा द्वारा प्रकाशित रिपोर्टों में पहले ही किया जा चुका है।	नहीं
30.5	केविप्रा ने इन विलंबों के आर्थिक प्रभावों और वैकल्पिक स्रोतों की तुलना में ऐसी परियोजनाओं की व्यवहार्यता/वांछनीयता का कोई मूल्यांकन प्रदान नहीं किया है। इसके अलावा, इस तरह के विश्लेषण में न केवल टैरिफ की तुलना की जानी चाहिए, बल्कि इन परियोजनाओं के पर्यावरणीय प्रभावों की तुलना सौर पीवी और/या पवन ऊर्जा जैसे वैकल्पिक स्रोतों के साथ बैटरी भंडारण प्रणालियों के साथ की जानी चाहिए।	अलग अध्ययन और इसलिए एनईपी के दायरे में नहीं।	नहीं
30.6	केविप्रा को सभी निर्माणाधीन परियोजनाओं का विस्तृत मूल्यांकन करना चाहिए, जिसमें फंसी हुई संपत्ति भी शामिल है, और जो कम से कम लागत और कम से कम संसाधन अवधारक हैं, उन्हें ही चालू करने के लिए विचार किया जाना चाहिए।	ये मूल्यांकन पहले से ही केविप्रा द्वारा अलग से किए जा रहे हैं।	नहीं

	(ii) केविप्रा को यह सुनिश्चित करने के लिए सरकार को सुझाव और सिफारिशें भी देनी चाहिए कि शेष परियोजनाओं जिनमें संसाधन बंद पड़े हैं और जिनके 2030 तक शुरू होने की संभावना नहीं है, उनका जल्द से जल्द निवारण किया जाए।		
30.7	<p>केविप्रा को कोयले की कमी की बार-बार होने वाली समस्या के समाधान के लिए एक बेहतर और अधिक पारदर्शी व्यवस्था तैयार करनी चाहिए:</p> <p>(i) कोयले की मांग की गई मात्रा और आपूर्ति की गई वास्तविक मात्रा को मासिक आधार पर प्रकाशित करने के लिए जेनकोस को अनिवार्य करना।</p> <p>(ii) यदि उत्पादक ई-नीलामी के माध्यम से कोयले की खरीद करते हैं और/या सम्मिश्रण के लिए या कमी को पूरा करने के लिए कोयले का आयात करते हैं, तो उस मात्रा की भी अलग से रिपोर्ट की जानी चाहिए।</p> <p>(iii) कोयले की आपूर्ति और अधिग्रहण में पारदर्शिता लाने से कोयले के स्टॉक में सुधार करने और कमी को दूर करने में मदद मिल सकती है।</p>	एनईपी के दायरे से बाहर	नहीं
30.8	यदि उत्पादन के अन्य स्रोतों में 20% की मनमानी कटौती को नहीं माना जाता, तो कोयले की आवश्यकता 2026-27 में 767 मीट्रिक टन और 2031-32 में 882 मीट्रिक टन तक कम हो जाती है। कोयले की यह आवश्यकता वर्ष 2023-24 के लिए कोयला मंत्रालय द्वारा निर्धारित उत्पादन लक्ष्य (1.2 बिलियन टन) से लगभग 36% से 26% कम है। इसे देखते हुए, नई खदानों को तीव्र गति से और बड़े पैमाने पर खोलने का मौजूदा दबाव संदिग्ध हो जाता है।	उत्पादन के अन्य स्रोतों से उत्पादन में 20% की कमी पिछले अनुभव पर आधारित है। एनईपी केवल बिजली क्षेत्र से संबंधित है जबकि कोयला मंत्रालय के अनुसार कोयले की मांग अन्य क्षेत्रों (जैसे उद्योग) को भी कवर करती है।	नहीं
30.9	<p>पर्यावरणीय प्रभावों को कम करने और संसाधन लॉक-इन से बचने के लिए नई खनन परियोजनाओं को प्राथमिकता देने के लिए एक ठोस और मजबूत ढांचे और प्रक्रिया की तत्काल आवश्यकता है।</p> <p>इसके लिए, विद्युत की मांग के अधिक यथार्थवादी अनुमानों के आधार पर कोयले की खपत और उत्पादन के लिए केविप्रा और कोयला मंत्रालय के बीच उचित तालमेल होना चाहिए।</p>	ये विचार पूरी तरह से मान्य हैं और केविप्रा और कोयला मंत्रालय पहले से ही इन प्रयासों के समन्वय के लिए अपनी पूरी कोशिश कर रहे हैं।	नहीं
30.10	यह निवेदन किया जाता है कि ताप और जलविद्युत परियोजनाओं के समान, केविप्रा को सभी नवीकरणीय ऊर्जा-आधारित क्षमता जो कि नियोजित और/या निर्माणाधीन है के लिए वित्तीय स्थिति के साथ लक्ष्य-निर्देशित और परिणाम-उन्मुख विकास को ट्रैक और प्रकाशित करना चाहिए।	एनईपी के दायरे से बाहर	नहीं

31	कोचीन बंदरगाह प्राधिकरण		
31.1	छोटे डिस्कॉम (10 एमवीए और उससे कम) से सौर ऊर्जा को मौजूदा सौर टैरिफ के अनुसार बिजली प्रदाता के मुख्य ग्रिड तक पहुंचाने का प्रावधान किया जा सकता है।	एनईपी के दायरे से बाहर	नहीं
31.2	उपभोक्ताओं की आवश्यकताओं को पूरा करने के लिए छोटे डिस्कॉम (10 एमवीए और उससे कम) को बिजली प्रदाता के कई 11 केवी फीडर से बिजली लेने का प्रावधान जा सकता है।	एनईपी के दायरे से बाहर	नहीं
32	नीति आयोग		
32.1	<p>मांग अनुमान: 20वें ईपीएस अनुमानों के आधार पर एनईपी के मसौदे की समीक्षा की जाएगी। 20वां ईपीएस आंशिक अंतिम उपयोग पद्धति (पीईयूएम) का उपयोग करता है और बिजली की मांग पर जीडीपी के प्रभाव पर विचार नहीं करता है। ईपीएस मांग को शामिल करते समय विचार किए जाने वाले अन्य कारक:</p> <ul style="list-style-type: none"> • इस धारणा की समीक्षा करना कि 2030 में सभी वाहनों की बिक्री इलेक्ट्रिक होगी। • ईपीएस को मजबूत हाइब्रिड और फ्लेक्स वाहनों जैसे वाहन प्रकारों पर विचार करना चाहिए। • माल ढुलाई में रेल की 45% हिस्सेदारी का लक्ष्य रखने वाली राष्ट्रीय रेल योजना से उत्पन्न होने वाली बिजली की मांग। • औद्योगिक मांग के अनुमानों को औद्योगिक जीडीपी के साथ सहसंबद्ध किया जाएगा। • सिंचाई के अलावा भूमि की तैयारी में कृषि मांग। • रूफटॉप सोलर ऊर्जा की पैठ में वृद्धि। 	अंतिम एनईपी 20वें ईपीएस अनुमानों पर आधारित है। अनुमानित मांग में 5% की वृद्धि का परिदृश्य अध्याय 5 में शामिल किया गया है।	हाँ
32.2	तकनीकी नवाचारों के कारण भविष्य के वर्षों के लिए सौर और पवन के उच्च सीयूएफ पर विचार करना।	पहले से ही एनईपी में	नहीं
32.3	टीओडी टैरिफ, रूफटॉप सोलर, कृषि क्षेत्र के सोलराइजेशन, ईवीएस की उच्च पैठ, कूलिंग डिमांड में बदलाव आदि के कारण लोड प्रोफाइल में बदलाव। डीएसएम और उच्च आरई पैठ वाले राज्यों के लोड प्रोफाइल का लाभ उठाने के लिए।	एनईपी के दायरे से बाहर	नहीं
32.4	सीईए प्रौद्योगिकी सूची के साथ पूंजीगत लागत में अंतर। यूएससी/एयूएससी के लिए कोयले की पूंजीगत लागत को भी ध्यान में रखना। साथ ही, निधि आवश्यकताओं के अनुमान के लिए	विचार की गई लागतें डेवलपर्स के साथ चर्चा के अनुसार हैं। विवरण अध्याय 8 में दिया गया है	नहीं

	अनुबंध 8.1 में विचार की गई पूंजीगत लागत अनुबंध 5.1 में प्रकाशित संख्याओं से भिन्न है		
32.5	पुराने संयंत्रों की सेवानिवृत्ति और नए कुशल एससी/यूएससी/एयूएससी संयंत्रों की स्थापना के कारण भविष्य के अनुमानों के लिए कोयला संयंत्रों के लिए उच्च दक्षता का उपयोग करना।	पहले से ही एनईपी में	नहीं
32.6	अध्ययन में राष्ट्रीय हाइड्रोजन ऊर्जा मिशन से उत्पन्न होने वाली मांग को पूरा करने के साधनों को निर्दिष्ट नहीं किया गया है। वर्तमान लागत अनुमानों के आधार पर, विकेंद्रीकृत मार्ग 2030 तक हरित हाइड्रोजन उत्पादन के लिए व्यवहार्य विकल्प बना रहेगा। इसका मतलब है कि ग्रिड पर नहीं बल्कि विकेंद्रीकृत क्षमता पर पर्याप्त मांग होगी।	एनईपी के दायरे से बाहर अनुमानित मांग में 5% की वृद्धि का परिदृश्य अध्याय 5 में शामिल किया गया है।	नहीं
32.7	ऑपरेटिंग रिजर्व आवश्यकता के आकलन के लिए पद्धति निर्दिष्ट नहीं है। इसे आरई और मांग पूर्वानुमान त्रुटियों पर भी विचार करना चाहिए क्योंकि उच्च आरई शेयर के साथ, पूर्वानुमान त्रुटि ऑपरेटिंग रिजर्व की आवश्यकता को बढ़ाएगी।	5% कटाई रिजर्व राष्ट्रीय विद्युत नीति 2005 के अनुसार है	नहीं
32.8	विभिन्न परिदृश्यों में विरोधाभासी खोज: एक ही बिजली की आवश्यकता के लिए, रूढ़िवादी परिदृश्य में अनुमानित कुल स्थापित क्षमता विलंबित परमाणु और विलंबित हाइड्रो की तुलना में लगभग 69 GW कम है (सभी स्रोतों के लिए कम क्षमता लागू होती है)। यदि कम क्षमता मांग को पूरा करने के लिए पर्याप्त है, तो विलंबित परमाणु और विलंबित हाइड्रो में अनुमानों को फिर से अनुमानित करने की आवश्यकता है।	उच्च मांग, उच्च बीईएसएस लागत, रूढ़िवादी परिदृश्य और उच्च हाइड्रो परिनियोजन से संबंधित परिदृश्यों पर अंतिम एनईपी में विचार किया गया है।	नहीं

प्रमुख विशेषताएं

राष्ट्रीय विद्युत योजना में 2017-22 की अवधि की समीक्षा, वर्ष 2022-27 के दौरान विस्तृत क्षमता वृद्धि आवश्यकता और वर्ष 2027-32 के लिए परिप्रेक्ष्य योजना अनुमान शामिल हैं। प्रमुख विशेषताएं इस प्रकार हैं।

- राष्ट्रीय विद्युत योजना, 2018 के अनुसार 2017-22 की अवधि के दौरान पारंपरिक स्रोतों (कोयला, गैस और परमाणु) से निर्धारित क्षमता वृद्धि 51,561.15 मेगावाट थी। 2021-22 की अवधि के लिए पारंपरिक स्रोतों से प्राप्त क्षमता वृद्धि 30,667.91 मेगावाट है।
- 31.03.2022 तक भारत की नवीकरणीय ऊर्जा (बड़े जलविद्युत सहित) की संचयी स्थापित क्षमता 156607.9 मेगावाट है।
- 2017-22 की अवधि के दौरान परिकल्पित कोयला (18320 मेगावाट), हाइड्रो (4801.5 मेगावाट) और परमाणु (3300 मेगावाट) की क्षमता विभिन्न कारणों से गतिहीन हो गई है, इसका प्रमुख कारण कोविड-19 रहा है जिसके परिणामस्वरूप देरी हुई है।

- iv) अखिल भारतीय आधार पर अनुमानित विद्युत ऊर्जा आवश्यकता और अधिकतम बिजली की मांग वर्ष 2026-27 के लिए क्रमशः 1907.8 BU और 277.2 गीगावाट और वर्ष 2031-32 के लिए क्रमशः 2473.7 BU और 366.4 गीगावाट है।
- v) यूटिलिटी और नान- यूटिलिटी के लिए ऊर्जा बचत का अनुमान मध्यम परिदृश्य में वर्ष 2026-27 के लिए 213 BU और वर्ष 2031-32 के लिए 304 BU और महत्वाकांक्षी परिदृश्य में वर्ष 2026-27 के लिए 285 BU और वर्ष 2031-32 के लिए 404 BU है।
- vi) 31.03.2022 को देश की स्थापित क्षमता 398,986.9 मेगावाट (डीजल के 510 मेगावाट को छोड़कर) थी जिसमें 235,599 मेगावाट ताप विद्युत, 6,780 मेगावाट परमाणु और 156,607.9 मेगावाट नवीकरणीय ऊर्जा (बड़े जलविद्युत सहित) शामिल थी। इसे अध्ययन अवधि 2022-32 के लिए आधार स्थापित क्षमता के रूप में माना गया है।
- vii) अध्ययन के लिए विचाराधीन निर्माण क्षमता, जो इस अवधि के दौरान लाभ प्रदान कर सकती है , में कोयला आधारित बिजली संयंत्रों की 26,900 मेगावाट (2022-27 के लिए 25,580 और 2027-32 के लिए 1,320), जल विद्युत संयंत्रों की 11,494 मेगावाट (2022-27 के लिए 10,462 और 2027-32 के लिए 1,032), 2,780 मेगावाट (2022-27 के लिए 2700 और 2027-32 के लिए 80), पंप स्टोरेज प्लांट(पीएसपी) और 8,700 मेगावाट (2022-27 के लिए 6,300 और 2027-32 के लिए 2,400) परमाणु ऊर्जा संयंत्र शामिल हैं। इसके अतिरिक्त, 117,580 मेगावाट की सौर और पवन क्षमता (जिसमें 92,580 मेगावाट सौर और 25,000 मेगावाट पवन शामिल हैं) जो कार्यान्वयन के विभिन्न चरणों में हैं, को 2022-27 की अवधि के दौरान अध्ययन के लिए नियोजित क्षमता के रूप में माना गया है।
- viii) 2022-32 की अवधि के दौरान 2121.5 मेगावाट की ताप विद्युत क्षमता का समापन अध्ययन के लिए माना गया है।
- ix) वर्ष 2026-27 की अवधि के लिए चरम मांग और ऊर्जा आवश्यकता को पूरा करने के लिए 2022-27 की अवधि के दौरान अनुमानित आवश्यक क्षमता वृद्धि 211,819 मेगावाट है जिसमें 3720 मेगावाट के संभावित हाइड्रो आधारित आयात को छोड़कर 31,880 मेगावाट की पारंपरिक क्षमता (कोयला-25,580 मेगावाट और परमाणु-6,300 मेगावाट) और 179,939 मेगावाट की नवीकरणीय आधारित क्षमता (बड़ी हाइड्रो-10,462 मेगावाट, सौर-131,570, पवन-32,537 मेगावाट, बायोमास-2,318 मेगावाट, छोटी हाइड्रो-352 मेगावाट, पीएसपी-2700 मेगावाट) शामिल हैं। इसके अतिरिक्त, इस अवधि के दौरान 8,680MW/34,720 MWh की बीईएसएस मांग होने की संभावना है।
- x) 2022-27 की अवधि के लिए किए गए उत्पादन योजना अध्ययन के आधार पर, वर्ष 2026-27 के लिए संभावित स्थापित क्षमता 609,591 MW है, जिसमें 273,038 MW की पारंपरिक क्षमता (कोयला-235,133MW, गैस-24,824MW, परमाणु-13,080MW) और 336,553 MW नवीकरणीय आधारित क्षमता (बड़ी हाइड्रो-52,446 MW, सौर-185,566 MW पवन-72,895 MW, लघु हाइड्रो-5,200 MW, बायोमास-13,000MW, PSP-7446MW) के साथ-साथ 8,680MW/34,720 MWh की बीईएसएस क्षमता शामिल हैं।
- xi) वर्ष 2031-32 के लिए चरम मांग और ऊर्जा आवश्यकता को पूरा करने के लिए 2027-32 की अवधि के दौरान अनुमानित क्षमता वृद्धि की आवश्यकता 291,802 मेगावाट है, जिसमें 32,080 मेगावाट की पारंपरिक क्षमता (कोयला-25,480 मेगावाट, परमाणु-6,600 मेगावाट) और 259,722 मेगावाट की नवीकरणीय आधारित क्षमता (बड़ी हाइड्रो-9,732 मेगावाट, सौर-179,000, पवन- 49,000 मेगावाट, बायोमास-2,500 मेगावाट, लघु हाइड्रो-250 मेगावाट पीएसपी-19,240 मेगावाट) शामिल है। इसके अतिरिक्त, इस अवधि के दौरान 38,564 MW/201,500 MWh की बीईएसएस मांग होने की संभावना है।

- xii) 2027-32 की अवधि के लिए किए गए उत्पादन योजना अध्ययन के आधार पर, वर्ष 2031-32 के लिए संभावित स्थापित क्षमता 900,422 मेगावाट है, जिसमें 304,147 MW की पारंपरिक क्षमता वृद्धि (कोयला-259,643 MW, गैस-24,824 MW, परमाणु -19,680MW) और 596,275MW नवीकरणीय आधारित क्षमता (बड़ी हाइड्रो-62,178 MW, सौर-364,566MW, पवन-121,895MW, लघु हाइड्रो-5450MW, बायोमास-15,500 MW, पीएसपी -26,686MW; 5856 MW संभावित हाइड्रो आधारित आयात को छोड़कर) के साथ-साथ 47,244MW/236,220MWh की बीईएसएस क्षमता शामिल है।
- xiii) विभिन्न परिदृश्यों पर विचार करने के बाद, यह देखा गया है कि 26.9 गीगावाट की निर्माणाधीन कोयला आधारित क्षमता के अलावा, 2031-32 तक आवश्यक अतिरिक्त कोयला आधारित क्षमता 19.1 गीगावाट से लगभग 27.1 गीगावाट तक हो सकती है।
- xiv) विभिन्न परिदृश्यों पर विचार करने के बाद 2026-27 में बीईएसएस की आवश्यकता 2.1 GW/8.4 GWh से 22.8 GW /91.2 GWh तक भिन्न हो सकती है। 2031-32 में बीईएसएस की आवश्यकता 38.7 GW/193.55 GWh से 67 GW/335.2 GWh तक भिन्न हो सकती है।
- xv) उत्पादन योजना अध्ययन के अनुसार, स्टोरेज क्षमता की आवश्यकता वर्ष 2026-27 तक 16.13 GW (7.45 GW PSP और 8.68 GW BESS) तक बढ़ने का अनुमान है जिससे 82.37 GWh (PSP से 47.65 GWh और BESS से 34.72 GWh) की स्टोरेज प्राप्त हो सकेगी। स्टोरेज क्षमता की आवश्यकता वर्ष 2031-32 तक 73.93 GW (26.69GW PSP और 47.24 GW BESS) तक बढ़ने का अनुमान है जिससे 411.4 GWh (PSP से 175.18 GWh और BESS से 236.22 GWh) तक की स्टोरेज प्राप्त हो सकेगी।
- xvi) उत्पादन योजना अध्ययन के अनुसार, वर्ष 2026-27 के दौरान अनुमानित प्रति घंटा मांग को पूरा करने के लिए अनुमानित बिजली उत्पादन 2025 BU है जिसमें कोयला आधारित -1203.4 BU, गैस आधारित-34.1 BU, परमाणु आधारित- 77.9 BU, बड़े हाइड्रो आधारित- 207.7 BU (हाइड्रो आयात से उत्पादन सहित), पीवी आधारित-339.3 BU, पवन आधारित- 153.5 BU और अन्य आरई-9.1 BU शामिल हैं।
- xvii) वर्ष 2026-27 में 235.1 गीगावाट की कुल स्थापित कोयला क्षमता का औसत पीएलफ लगभग 58.4% होने की संभावना है और 2031-32 में 259.6 गीगावाट कोयला आधारित क्षमता लगभग 58.7% होने की संभावना है।
- xviii) वर्ष 2026-27 में स्वदेशी कोयले की आवश्यकता 866.4 मिलियन टन और 2031-32 में 1025.8 मिलियन टन होने का अनुमान लगाया गया है। आयात आधारित कोयला पावर स्टेशनों के लिए 28.9 मिलियन टन कोयला आयात करने का अनुमान लगाया गया है।
- xviii) 2022-2027 की अवधि के लिए कुल धन की आवश्यकता 14,54,188 करोड़ रुपये होने का अनुमान है जिसमें 2027-2032 के दौरान चालू होने वाली परियोजनाओं के लिए अग्रिम कार्रवाई के लिए 2022-27 के दौरान संभावित व्यय भी शामिल है।
- xix) 2027-2032 की अवधि के लिए कुल धन की आवश्यकता 19,06,406 करोड़ रुपये होने का अनुमान है। इस निधि आवश्यकता में उन परियोजनाओं के लिए अग्रिम कार्रवाई शामिल नहीं है जो 31.03.2032 के बाद चालू हो सकती हैं।
- xx) 2022-27 की अवधि के लिए निधि की आवश्यकता के अनुमान के आधार पर और क्षेत्र-वार इक्विटी योगदान पर विचार करते हुए, यह अनुमान है कि डेवलपर्स को कुल इक्विटी राशि रु.3,63,547 करोड़ डालने की आवश्यकता होगी। इसके अलावा, उन्हें रुपये 10,90,641 करोड़ के कुल कर्ज के लिए व्यवस्था करनी होगी।

xxi) 2027-2032 की अवधि के लिए इक्विटी और ऋण आवश्यकता (31.03.2032 से आगे की अवधि के दौरान परियोजनाओं के लिए अग्रिम कार्रवाई के लिए निधि की आवश्यकता को छोड़कर) रुपये 4,76,602 करोड़ और रु. क्रमशः 14,29,805 करोड़ के रूप में अनुमानित किया गया है।

xxii) देश में कोयला आधारित स्टेशनों से औसत CO₂ उत्सर्जन दर घटती प्रवृत्ति पर रही है जो कोयला आधारित बिजली संयंत्रों से बिजली उत्पादन की दक्षता में सुधार का संकेत देती है।

xxiii) 2021-22 के दौरान, देश ने 95.95% प्रतिशत उपयोग के साथ 259.86 मिलियन टन फ्लाई ऐश उपयोग हासिल किया है।

xxiv) अनुमानित कुल CO₂ उत्सर्जन 2021-22 में 1002 मिलियन टन से बढ़कर वर्ष 2026-27 में 1057 मिलियन टन और 2031-32 में 1100 मिलियन टन हो जाएगा।

xxv) औसत उत्सर्जन कारक वर्ष 2026-27 में 0.548 kg CO₂/kWh और 2031-32 के अंत तक 0.430 kg CO₂/kWh तक कम होने की उम्मीद है।

xxvi) गैर-जीवाश्म आधारित क्षमता का हिस्सा 2026-27 के अंत तक 57.4% तक बढ़ने की संभावना है और 2031-32 के अंत तक मार्च 2022 में लगभग 40% से बढ़कर 68.4% होने की संभावना है।

अध्याय 1

प्रस्तावना

1.0 पृष्ठभूमि

विद्युत क्षेत्र किसी भी देश के आर्थिक विकास के महत्वपूर्ण आधारों में से एक है और भारत को एक विकसित राष्ट्र बनाने में इसकी अहम भूमिका होती है। स्थायी तौर पर सभी को सस्ती बिजली पहुंचाना विद्युत क्षेत्र का प्रमुख अवधारणा रहा है। जलवायु परिवर्तन से संबंधित चुनौतियों का समाधान करने और वैश्विक मंच पर भारत द्वारा की गई विभिन्न प्रतिबद्धताओं को पूरा करने में विद्युत क्षेत्र महत्वपूर्ण भूमिका निभा रहा है। भारत जीवाश्म आधारित ऊर्जा पर अपनी निर्भरता कम कर रहा है और स्वच्छ और नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों की ओर बढ़ रहा है।

पिछले वर्षों में देश में बिजली की कमी को खत्म करने के लिए सरकार ने कई पहल की हैं, जिसके कारण अब यह बिजली अधिशेष राष्ट्र बन गया है। इसमें समग्र क्षमता मिश्रण में नवीकरणीय ऊर्जा की हिस्सेदारी बढ़ाना, पूरे देश को एक ग्रिड में जोड़ना, वितरण प्रणाली को मजबूत करना और सार्वजनिक घरेलू विद्युतीकरण के लक्ष्य प्राप्त करना शामिल है।

चूंकि भारत एक विकासशील राष्ट्र है, इसलिए आर्थिक गतिविधियों में वृद्धि के साथ-साथ बिजली की मांग भी बढ़ रही है। भारत ने पिछले दशक के दौरान लगभग 4.1% सीएजीआर से बिजली की मांग में वृद्धि देखी है और यह अनुमान लगाया गया है कि बिजली की मांग (20वीं ईपीएस रिपोर्ट के अनुसार) 7.18% सीएजीआर से बढ़ने की संभावना है। पिछले कुछ वर्षों में बिजली संयंत्रों (यूटिलिटीज) की स्थापित क्षमता 1947 में केवल 1362 मेगावाट से बढ़कर 31.03.2022 को 399496 मेगावाट हो गई है। इसी तरह, बिजली उत्पादन 1950 में लगभग 5.1 बिलियन यूनिट से बढ़कर वर्ष 2021-22 में 1491.9 बीयू (आयात सहित) हो गया है। क्षेत्रीय ग्रिडों को 31.12.2013 से एकल राष्ट्रीय ग्रिड में एकीकृत किया गया है, जिससे मजबूत अंतर क्षेत्रीय एसी और एचवीडीसी लिंक के माध्यम से देश के एक कोने से दूसरे कोने तक बिजली का मुफ्त प्रवाह उपलब्ध हो रहा है। नतीजतन, पीक डिमांड नॉट मैट (मेगावाट) और एनर्जी (एमयू) नॉट सप्लाईड में अखिल भारतीय स्तर पर लगातार गिरावट दर्ज की गई। 2021-22 के दौरान

पीक पावर डेफिसिट 1.2% और एनर्जी डेफिसिट 0.4% ही रहा है। यह मामूली कमी उत्पादन क्षमता की अनुपलब्धता के अलावा अन्य कारणों से देखी गई है।

भारत ने अक्षय ऊर्जा स्रोतों की दिशा में बड़े पैमाने पर प्रगति की है और वित्तीय वर्ष 2006-07 से 19% की उल्लेखनीय सीएजीआर का प्रदर्शन किया है। स्थापित क्षमता में आरई स्रोतों (बड़े हाइड्रो सहित) का योगदान 2006-07 में 5.8% से बढ़कर 2021-22 में 31.03.2022 तक 39% हो गया है और कुल उत्पादन में इसका ऊर्जा योगदान 2006-07 में 1.5% से बढ़कर 2021-22 में 21.54% हो गया है।

1.1 राष्ट्रीय विद्युत योजना के नियम

1.1.1 विद्युत अधिनियम 2003 में राष्ट्रीय विद्युत योजना के संबंध में शर्तें

विद्युत अधिनियम 2003 की धारा 3(4) के अनुसार, केंद्रीय विद्युत प्राधिकरण (केविप्रा) को राष्ट्रीय विद्युत नीति के अनुसार एक राष्ट्रीय विद्युत योजना तैयार करने और पांच वर्षों में एक बार ऐसी योजना को अधिसूचित करने की आवश्यकता होती है। प्रारूपी योजना को प्रकाशित कर उस पर अनुज्ञप्तिधारियों, उत्पादन कंपनियों एवं जनता से निर्धारित समय के भीतर सुझाव एवं आपत्तियां आमंत्रित करनी होती है। केंद्र सरकार की मंजूरी प्राप्त करने के बाद योजना को अधिसूचित किया जाता है। राष्ट्रीय विद्युत नीति यह निर्धारित करती है कि केविप्रा द्वारा तैयार और केंद्र सरकार द्वारा अनुमोदित योजना का उपयोग संभावित उत्पादन कंपनियों, पारेषण यूटिलिटीज और पारेषण/वितरण लाइसेंसधारियों द्वारा संदर्भ दस्तावेज के रूप में किया जा सकता है।

1.1.2 राष्ट्रीय विद्युत नीति 2005 में राष्ट्रीय विद्युत योजना के नियम

राष्ट्रीय विद्युत नीति यह निर्धारित करती है कि राष्ट्रीय विद्युत योजना का स्वरूप 15-वर्ष का होगा लेकिन इसकी रूपरेखा पाँच वर्षों की अल्पावधि के लिए होगी और इसमें निम्नलिखित शामिल होंगे:

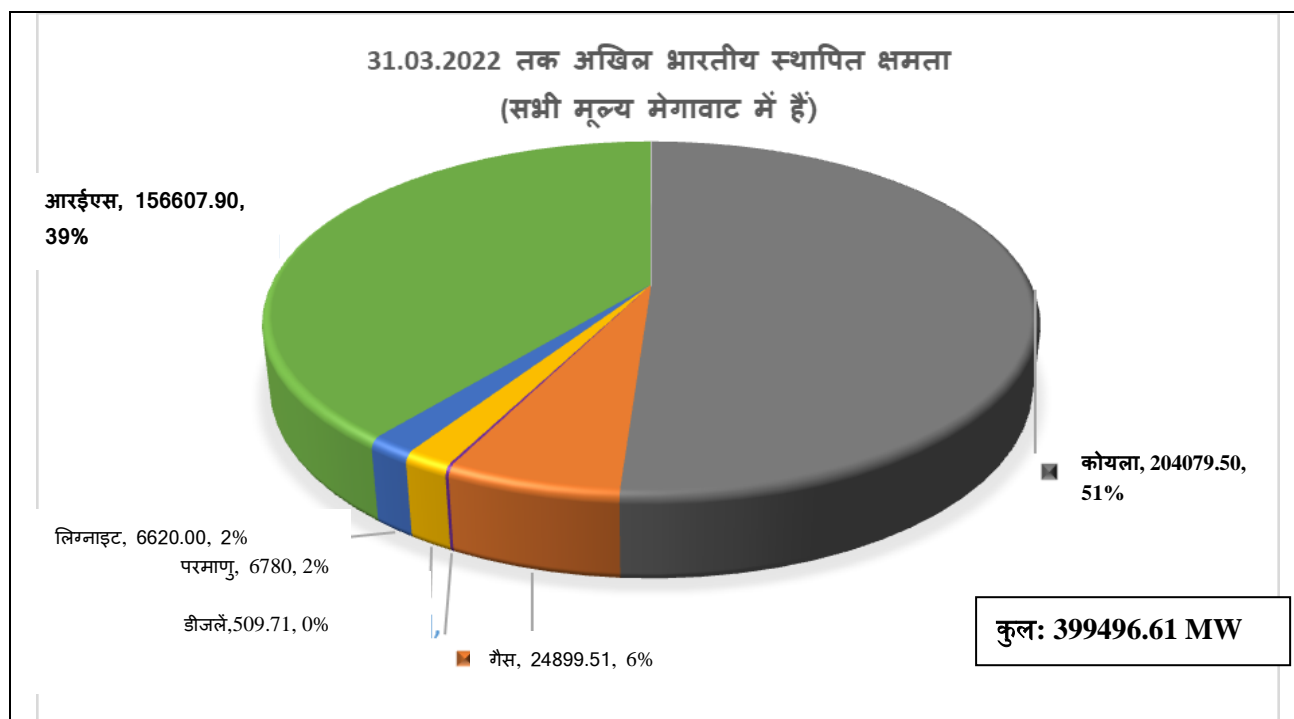
- विभिन्न क्षेत्रों के लिए अल्पकालिक और दीर्घकालिक मांग पूर्वानुमान
- उत्पादन और पारेषण के अर्थशास्त्र, सिस्टम में नुकसान, लोड सेंटर की आवश्यकताओं, ग्रिड स्थिरता, आपूर्ति की सुरक्षा, वोल्टेज प्रोफाइल सहित बिजली की गुणवत्ता आदि को ध्यान में रखते हुए उत्पादन और पारेषण में क्षमता वृद्धि के लिए सुझाए गए क्षेत्र/स्थान; और पुनःस्थापन और पुनर्वास सहित पर्यावरण संबंधी विचार;
- पारेषण प्रणाली के साथ ऐसे संभावित स्थानों का एकीकरण और पारेषण प्रणालियों के प्रकार और अतिरिक्त की आवश्यकता सहित राष्ट्रीय ग्रिड का विकास; तथा
- कुशल उत्पादन, पारेषण और वितरण के लिए उपलब्ध विभिन्न प्रौद्योगिकियां।
- मितव्ययिता, ऊर्जा सुरक्षा और पर्यावरण संबंधी विचारों के आधार पर ईंधन के विकल्प।

1.2 देश में विद्युत परिदृश्य

1.2.1 संस्थापित क्षमता

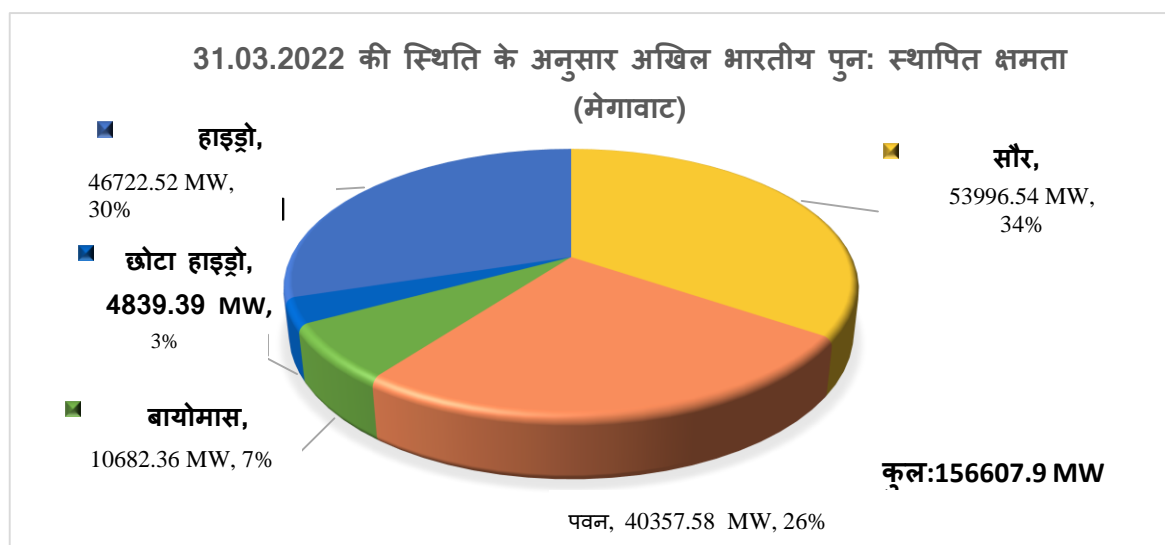
31.03.2022 को देश की स्थापित क्षमता 399496.61 मेगावाट थी जिसमें 236108.72 मेगावाट थर्मल, 6,780 मेगावाट परमाणु और 156607.90 मेगावाट नवीकरणीय ऊर्जा शामिल थी और इसे प्रदर्शनी 1.1 में दर्शाया गया है।

प्रदर्शनी 1.1



देश में नवीकरणीय ऊर्जा के उत्पादन की उल्लेखनीय क्षमता है। इस क्षमता का दोहन करने के लिए भारत सरकार द्वारा सभी प्रयास किए जा रहे हैं। 31 मार्च, 2022 तक अक्षय ऊर्जा स्रोतों से स्थापित क्षमता 156607.90 मेगावाट है। कुल नवीकरणीय स्थापित क्षमता में 46722.52 मेगावाट बड़े हाइड्रो, 40357.58 मेगावाट पवन, 53996.54 मेगावाट सौर, 10682.36 मेगावाट जैव-विद्युत और अपशिष्ट विद्युत और 4848.9 मेगावाट छोटे जलविद्युत संयंत्र शामिल हैं जैसा कि प्रदर्शनी 1.2 में दिखाया गया है।

प्रदर्शनी 1.2



भारत में विभिन्न स्रोतों से स्थापित क्षमता और बिजली उत्पादन की वृद्धि तालिका 1.1, प्रदर्शनी 1.3 और 1.4 में दिखाई गई है।

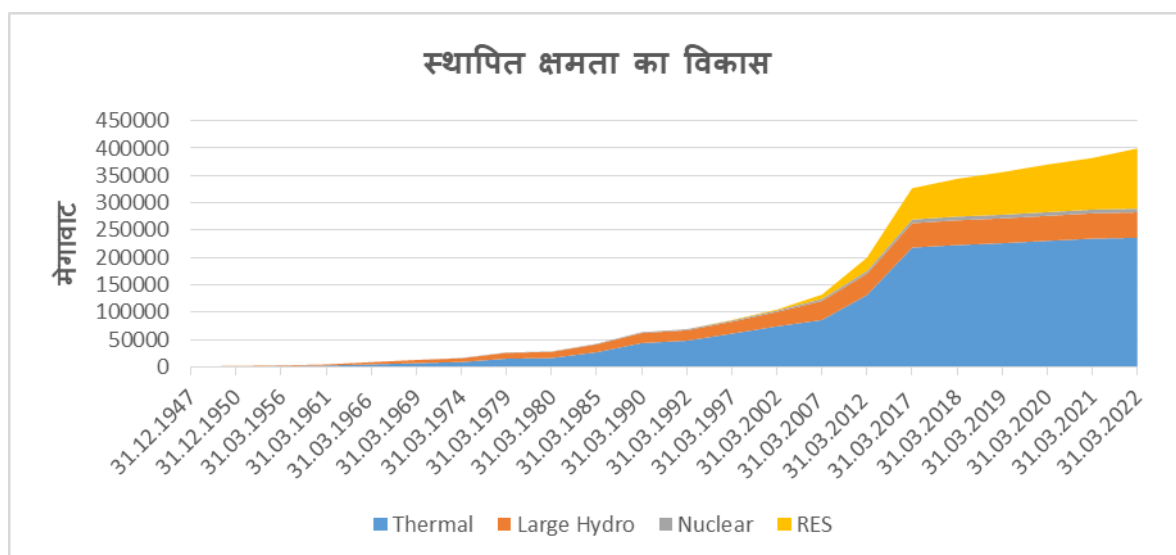
तालिका 1.1

स्थापित क्षमता और बिजली उत्पादन में वृद्धि

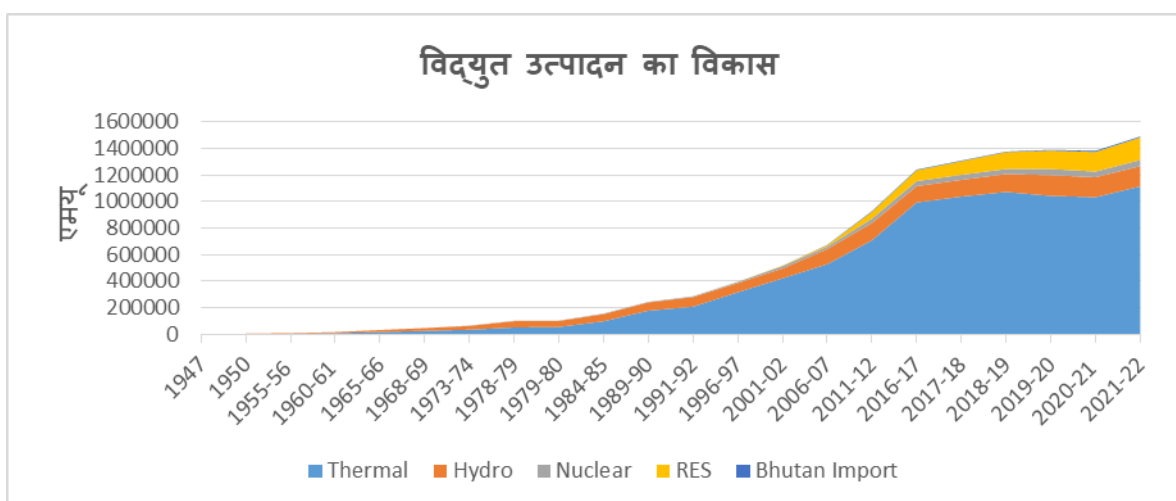
योजना/वर्ष	स्थापित क्षमता (मेगावाट)	आई सी वृद्धि साल दर साल दर आधार(%)	कार्ग आईसी . के लिए (%)	उत्पादन (बीयू)	उत्पादन वृद्धि साल दर साल आधार (%)	उत्पादन के लिए कार्ग (%)
बारहवीं योजना के अंत में	326832			1242		
2017-18	344002	5.25	4.1	1308.1	5.35	3.72
2018-19	356100	3.52		1376.1	5.21	
2019-20	370106	3.93		1389	0.96	
2020-21	382151	3.25		1381	0.522*	
2021-22	399496	4.54		1491.9	7.96	

*कोविड वर्ष

प्रदर्शनी 1.3

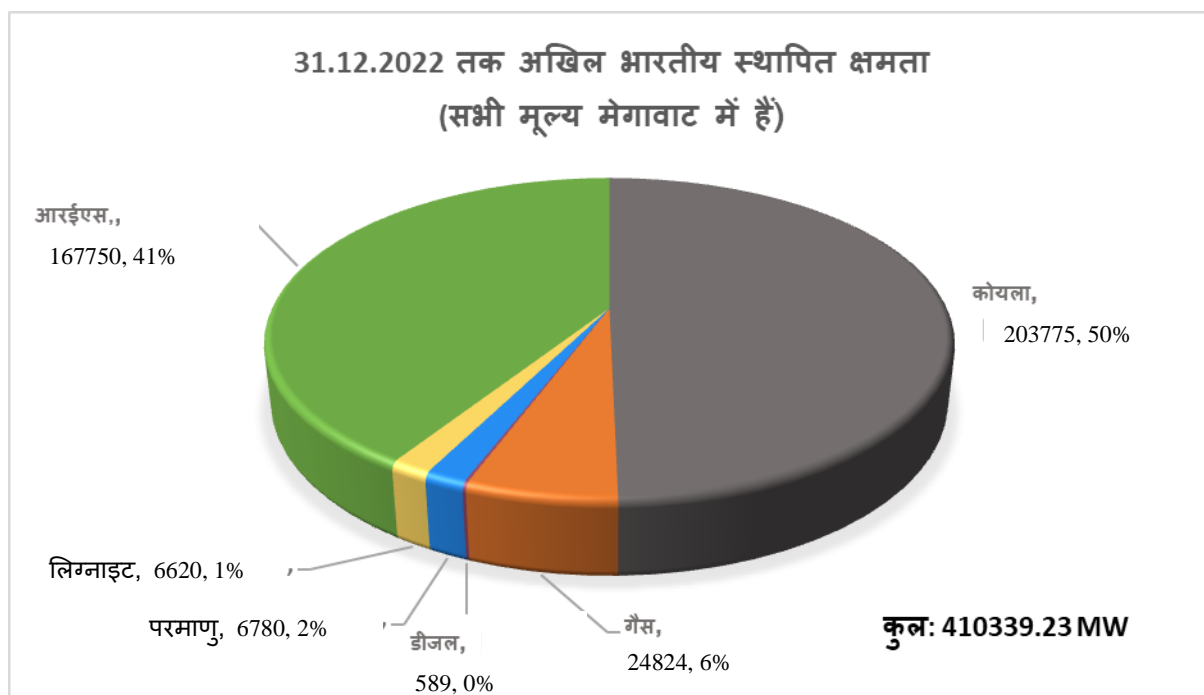


प्रदर्शनी 1.4



31.12.2022 को देश की स्थापित क्षमता 410339.23 मेगावाट थी, जिसमें 235808.91 मेगावाट थर्मल, 6,780 मेगावाट परमाणु और 167750.32 मेगावाट नवीकरणीय ऊर्जा (46850.17 मेगावाट बड़ी हाइड्रो, 41929.78 मेगावाट पवन, 63302.49 मेगावाट सौर, 10732.23 मेगावाट जैव ऊर्जा और अपशिष्ट ऊर्जा और 4935.645 मेगावाट) शामिल थी।

प्रदर्शनी 1.5



1.2.2 प्रति व्यक्ति विद्युत की खपत

2017-18 की शुरुआत यानी 01.04.2017 में प्रति व्यक्ति विद्युत की खपत 1122.00 किलोवाट घंटा थी और 31.03.2022 तक प्रति व्यक्ति विद्युत की खपत बढ़कर 1255 किलोवाट घंटा हो गई है। 2017-22 के दौरान प्रति व्यक्ति विद्युत की खपत को तालिका 1.2 में संक्षेपित किया गया है।

तालिका 1.2

प्रति व्यक्ति बिजली की खपत

वर्ष	प्रति व्यक्ति बिजली की खपत (किलोवाट घंटा)
2017-18	1149
2018-19	1181
2019-20	1208
2020-21	1161
2021-2022	1255

1.2.3 वास्तविक विद्युत आपूर्ति की स्थिति

2017-18 के दौरान पीक डिमांड नॉट मेट लगभग 3,314 मेगावाट (2.0%) थी और देश में एनर्जी नॉट सप्लाईड लगभग 8,629 एमयू (0.7%) थी। 2021-22 के अंत तक देश की पीक डिमांड नॉट मेट और एनर्जी नॉट सप्लाईड में क्रमशः 2475 मेगावाट (1.2%) और 5,787 एमयू (0.4%) की गिरावट हुई है। 2017-22 के दौरान देश में विद्युत आपूर्ति की स्थिति को तालिका 1.3 में संक्षेपित किया गया है।

तालिका 1.3

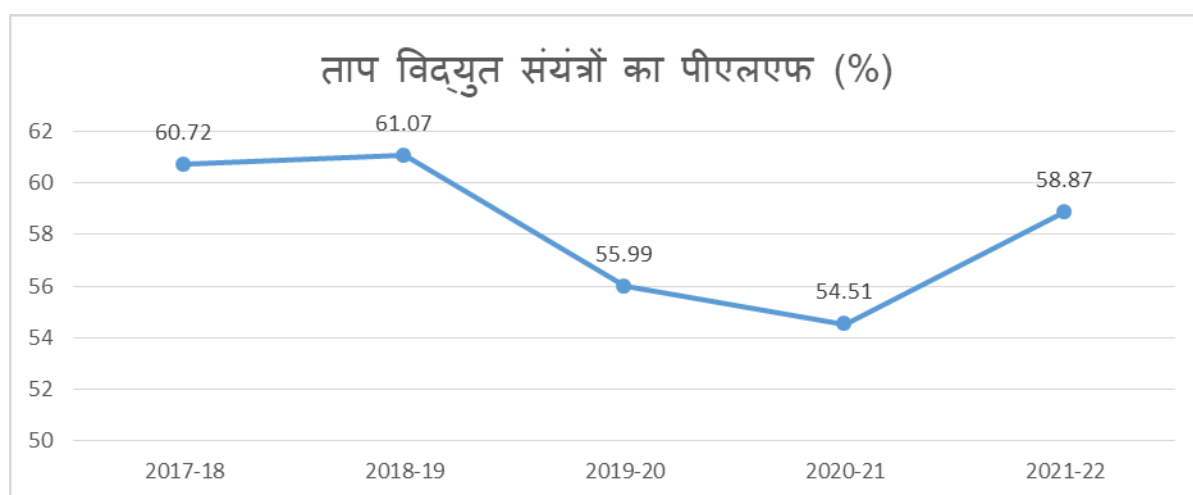
अखिल भारतीय वास्तविक विद्युत आपूर्ति स्थिति (2012-17)

वर्ष	अधिकतम मांग (मेगावाट)	अधिकतम मांग पूरा होना (मेगावाट)	अधिकतम मांग पूरा पूरा न हो पाना/ अतिरिक्त (मेगावाट) (- / +)	अधिकतम मांग पूरा पूरा न हो पाना/ अतिरिक्त (%) (- / +)	ऊर्जा आवश्यकता (एमयू)	ऊर्जा उपलब्धता (एमयू)	ऊर्जा आपूर्ति न हो पाना/ अतिरिक्त (एमयू) (- / +)	ऊर्जा आपूर्ति न हो पाना/ अतिरिक्त (%) (- / +)
2017-18	164,066	160,752	3,314	2.0	1,213,326	1,204,697	8,629	0.7
2018-19	177,022	175,528	1,494	2.8	1,274,595	1,267,526	7,070	0.6
2019-20	183,804	182,533	1,271	0.7	1,291,010	1,284,444	6,566	0.5
2020-21	190,198	189,395	802	0.4	1,275,534	1,270,663	4,871	0.4
2021-22	2,03,014	2,00,539	2,475	1.2	13,79,812	13,74,024	5,787	0.4

1.2.4 थर्मल आधारित पावर प्लांट का प्लांट लोड फैक्टर

वर्ष 2017-22 के लिए थर्मल आधारित बिजली उत्पादन स्टेशनों के राष्ट्रीय औसत प्लांट लोड फैक्टर (पीएलएफ) को प्रदर्शनी 1.6 में दिखाया गया है।

प्रदर्शनी 1.6

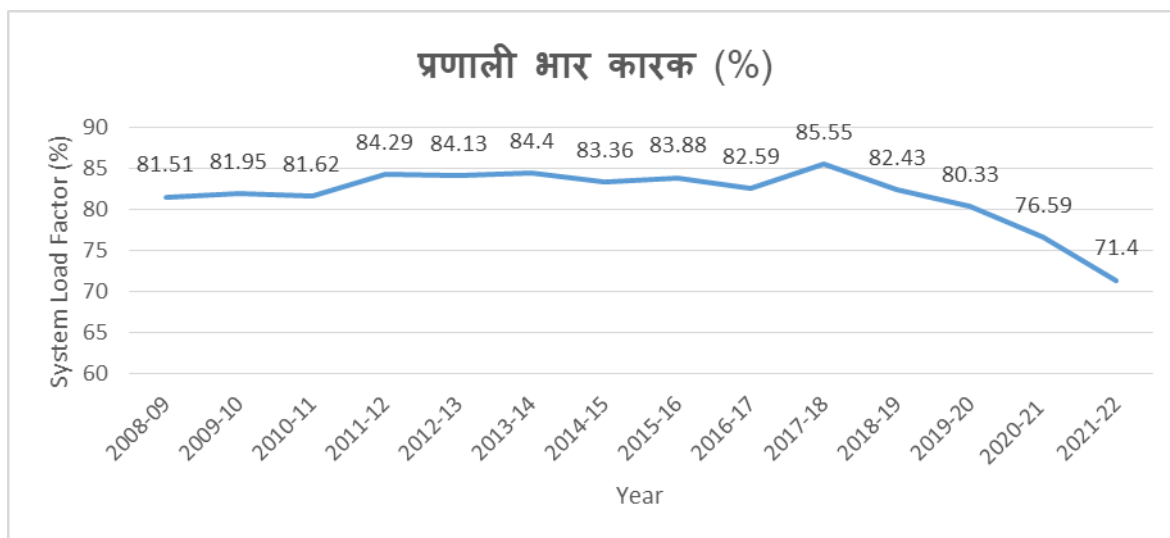


1.2.5 वार्षिक प्रणाली भार कारक

वार्षिक प्रणाली भार कारक प्रणाली में ऊर्जा की वार्षिक उपलब्धता ऊर्जा की मांग का वह अनुपात है जब वर्ष भर प्रणाली पर वह वार्षिक उच्च भार प्राप्त होते। यह तथ्य विभिन्न श्रेणियों के भार के उपयोग के पैटर्न पर निर्भर करता है। वर्ष 2011-12 से 2017-18 तक वार्षिक सिस्टम लोड फैक्टर 82 फीसदी से 86 फीसदी की सीमा में रहा है, मुख्य रूप से सिस्टम में प्रचलित ऊर्जा की कमी और विभिन्न राज्यों में विशेष रूप से कृषि क्षेत्र में अपनाए गए लोड सिफ्टिंग वाले उपायों के कारण है। हालाँकि, यह 2017-18 में 85.5% से घटकर 2020-21 में 76.6% हो गया है, जो मुख्य रूप से ऊर्जा की

दृष्टि से वृद्धि की तुलना में पीक लोड में उच्च वृद्धि के कारण हुआ है। प्रदर्शनी 1.7 में वर्ष-वार वार्षिक प्रणाली भार कारक को ग्राफिक रूप से दर्शाया गया है।

प्रदर्शनी 1.7



1.3 सरकार द्वारा किए गए प्रमुख सुधार

1.3.1 विद्युत संशोधन नियमावली, 2022

विद्युत अधिनियम, 2003 (2003 का 36) की धारा 176 द्वारा प्रदत्त शक्तियों का प्रयोग करते हुए, सरकार ने विद्युत नियम 2005 में संशोधन किए हैं।

संशोधन के जरिए जोड़े गए प्रमुख नियम:

- क. **वितरण अनुज्ञप्तिधारी द्वारा विद्युत क्रय लागत की समय पर वसूली:** उपयुक्त आयोग विभिन्न कारणों से उत्पन्न होने वाली लागत की वसूली के लिए मूल्य समायोजन सूत्र विनिर्दिष्ट करेगा।
- ख. **संसाधन पर्याप्तता:** उत्पादन योजना चरण (एक वर्ष या उससे अधिक) के साथ-साथ परिचालन योजना चरण (एक वर्ष तक) के दौरान संसाधन पर्याप्तता के आकलन के लिए एक दिशानिर्देश केंद्र सरकार द्वारा जारी किया जाएगा।
- ग. **ऊर्जा भंडारण प्रणाली:** ऊर्जा भंडारण प्रणाली को अधिनियम की धारा 2 के खंड (50) के तहत परिभाषित विद्युत प्रणाली के एक भाग के रूप में माना जाएगा। ऊर्जा भंडारण प्रणाली का उपयोग या तो स्वतंत्र ऊर्जा भंडारण प्रणाली या नेटवर्क संसाधन के रूप में या उत्पादन, पारेषण और वितरण के पूरक के रूप में किया जाएगा।
- घ. **केंद्रीय पूल के लिए एकसमान नवीकरणीय ऊर्जा टैरिफ का कार्यान्वयन:** कार्यान्वयन एजेंसी, मध्यस्थ खरीदार द्वारा अंतिम खरीदार को विद्युत बिक्रय के लिए, मासिक आधार पर नियमों में निर्दिष्ट पद्धति के अनुसार एकसमान नवीकरणीय ऊर्जा टैरिफ की गणना करेगी।

समान नवीकरणीय ऊर्जा टैरिफ केवल अंतिम खरीददारों द्वारा खरीदी गई विद्युत पर लागू होगा और किसी भी तरह से संबंधित टैरिफ आधारित प्रतिस्पर्धी बोली प्रक्रिया के तहत खोजे गए अक्षय नवीकरणीय ऊर्जा टैरिफ पर कोई प्रभाव नहीं पड़ेगा और मध्यवर्ती खरीददार द्वारा विद्युत क्रय समझौते के अनुसार नवीकरणीय ऊर्जा उत्पादकों को देय होगा।

1.3.2 सौर, पवन, पंप स्टोरेज संयंत्र और बैटरी एनर्जी भंडारण प्रणाली से उत्पन्न बिजली के ट्रांसमिशन पर आईएसटीएस शुल्क में छूट

मंत्रालय ने 30 जून 2025 तक चालू होने वाली परियोजनाओं के लिए सौर और पवन स्रोतों से उत्पन्न बिजली के प्रसारण पर आईएसटीएस शुल्क की छूट का विस्तार करने के लिए दिनांक 21.06.2021 को एक आदेश जारी किया है। बैटरी भंडारण में क्षमता वृद्धि को प्रोत्साहित करने की दृष्टि से और हाइड्रो पंप स्टोरेज प्लांट (पीएसपी) और बैटरी एनर्जी स्टोरेज सिस्टम (बीईएसएस) परियोजनाओं के लिए कुछ निम्न शर्तों के साथ पंप स्टोरेज प्रोजेक्ट्स, आईएसटीएस शुल्क की छूट की भी अनुमति दी जाएगी।

- पीएसपी संयंत्रों में पानी के पंपिंग के लिए वार्षिक बिजली खपत को कम से कम 70% सौर एवं पवन आधारित उत्पादन से पूरा किया जाता है।
- बीईएसएस प्रणाली की चार्जिंग की वार्षिक बिजलीखपत का कम से कम 70% सौर एवं पवन आधारित उत्पादन से किया जाता है।

30.06.2023 तक ग्रीन टर्म अहेड मार्केट (जीटीएम) और ग्रीन डे अहेड मार्केट (जीडीएम) में सौर, पवन, पीएसपी और बीईएसएस से उत्पन्न/आपूर्ति की गई बिजली के व्यापार के लिए ट्रांसमिशन शुल्क की छूट भी दी गई है। बिजली बाजार में भविष्य के विकास के आधार पर इस व्यवस्था की वार्षिक आधार पर समीक्षा की जाएगी।

1.3.3 अक्षय खरीद दायित्व (आरपीओ) और ऊर्जा भंडारण दायित्वों 2029-30 तक अनुमान

विद्युत मंत्रालय ने दिनांक 22.07.2022 के आदेश और दिनांक 19 सितंबर, 2022 के शुद्धिपत्र के माध्यम से आरपीओ ट्रेजेक्टरी जारी किया है। यह नीचे दिए गए अनुसार 2021-22 से आगे आरपीओ प्रक्षेपवक्र निर्दिष्ट करता है:

वर्ष	पवन आरपीओ	एचपीओ	अन्य आरपीओ	कुल आरपीओ
2022-23	0.81%	0.35%	23.44%	24.61%
2023-24	1.60%	0.66%	24.81%	27.08%
2024-25	2.46%	1.08%	26.37%	29.91%
2025-26	3.36%	1.48%	28.17%	33.01%
2026-27	4.29%	1.80%	29.86%	35.95%
2027-28	5.23%	2.15%	31.43%	38.81%
2028-29	6.16%	2.51%	32.69%	41.36%
2029-30	6.94%	2.82%	33.57%	43.33%

(क) पवन आरपीओ को 31 मार्च, 2022 के बाद शुरू की गई पवन ऊर्जा परियोजनाओं (डब्ल्यूपीपी) से उत्पादित ऊर्जा से पूरा किया जाएगा और 31 मार्च, 2022 तक चालू किए गए डब्ल्यूपीपी से 7% से अधिक पवन ऊर्जा की खपत की जाएगी।

(ख) हाइड्रो आरपीओ केवल 8 मार्च, 2019 के बाद कमीशन की गई ऊर्जा उत्पादित हाइड्रो पावर परियोजनाओं (पीएसपी और लघु हाइड्रो परियोजनाओं (एसएचपी) सहित) द्वारा पूरा किया जाएगा।

(ग) अन्य आरपीओ ऊपर वर्णित किसी भी आरई बिजली परियोजना से उत्पादित ऊर्जा द्वारा भेजे जा सकते हैं

किसी विशेष वर्ष में 'अन्य आरपीओ' श्रेणी की उपलब्धि में किसी भी कमी को 31 मार्च, 2022 के बाद शुरू की गई पवन ऊर्जा परियोजनाओं से वर्ष के लिए 'पवन आरपीओ' से परे या हाइड्रो पावर से अतिरिक्त ऊर्जा की खपत से

पूरा किया जा सकता है। परियोजनाएं (पीएसपी और लघु जलविद्युत परियोजनाएं (एसएचपी) सहित), जो 8 मार्च, 2019 के बाद उस वर्ष के लिए 'एचपीओ' से परे या आंशिक रूप से दोनों से शुरू की गई हैं। इसके अलावा, किसी विशेष वर्ष में 'पवन आरपीओ' की उपलब्धि में किसी भी कमी को जल विद्युत संयंत्रों से खपत की गई अतिरिक्त ऊर्जा से पूरा किया जा सकता है, जो उस वर्ष के लिए 'एचपीओ' से अधिक है और इसके विपरीत।

आदेश यह भी निर्दिष्ट करता है कि खपत की गई कुल ऊर्जा का प्रतिशत सौर/पवन ऊर्जा के साथ/भंडारण के माध्यम से होगा:

वित्तीय वर्ष	ऊर्जा के आधार पर भंडारण
2023-24	1.0%
2024-25	1.5%
2025-26	2.0%
2026-27	2.5%
2027-28	3.0%
2028-29	3.5%
2029-30	4.0%

1.3.4 जल विद्युत नीति अधिसूचना, 2019

हाइड्रो पॉलिसी, 2019 को भारत सरकार द्वारा 08.03.2019 को अधिसूचित किया गया था।

नीति की मुख्य विशेषताएं नीचे दी गई हैं:

- बड़ी पनबिजली परियोजनाओं (एलएचपी, यानी >25 मेगावाट) को अक्षय ऊर्जा स्रोत के रूप में घोषित करना। हालांकि, लघु जलविद्युत परियोजनाओं (एसएचपीएस) जिनकी क्षमता 25 मेगावाट तक के लिए उपलब्ध वैधानिक मंजूरी जैसे वन मंजूरी, पर्यावरण मंजूरी, वन्यजीव मंजूरी के लिए राष्ट्रीय बोर्ड, संबंधित प्रभाव आकलन और वहन क्षमता अध्ययन आदि के लिए व्यवस्था में एलएचपी स्वचालित रूप से पात्र नहीं होंगे।
- गैर-सौर नवीकरणीय खरीद के भीतर एक अलग इकाई के रूप में हाइड्रो खरीद दायित्व (एचपीओ), एचपीओ इस अधिसूचना के बाद कमीशन किए गए सभी एलएचपी के साथ-साथ कमीशन की गई परियोजनाओं की असंबद्ध क्षमता (यानी पीपीए के बिना) को कवर करेगा।
- जलविद्युत टैरिफ को कम करने के लिए टैरिफ युक्तिकरण उपाय: परियोजना के कार्यकाल को 40 वर्ष तक बढ़ाने के बाद टैरिफ के बैक लोडिंग द्वारा टैरिफ निर्धारित करने के लिए डेवलपर्स को लचीलापन प्रदान करने सहित टैरिफ युक्तिकरण के उपाय, ऋण चुकौती अवधि को 18 वर्ष तक बढ़ाना और 2% की बढ़ती टैरिफ शुरू करना;
- बाढ़ नियंत्रण घटक के वित्तपोषण के लिए बजटीय सहायता और वास्तविक रूप से मामले के आधार पर बुनियादी ढांचे यानी सड़कों और पुलों को सक्षम करने की लागत, 200 मेगावाट तक की परियोजनाओं के लिए 1.5 करोड़ प्रति

मेगावाट तक सीमित, 200 मेगावाट से अधिक की परियोजनाओं के लिए रुपये 1.0 करोड़ प्रति मेगावाट की बजटीय सहायता उपलब्ध कराना।

1.3.5 नवीकरणीय ऊर्जा और भंडारण शक्ति के साथ बंडलिंग के माध्यम से थर्मल/हाइड्रो पावर स्टेशनों के उत्पादन और शेड्यूलिंग में लचीलेपन की योजना

विद्युत मंत्रालय ने दिनांक 12 अप्रैल 2022 के पत्र और 28 सितंबर, 2022 के संशोधन में नवीकरणीय ऊर्जा और भंडारण ऊर्जा के साथ बंडलिंग के माध्यम से थर्मल/हाइड्रो पावर स्टेशन के उत्पादन और शेड्यूलिंग में लचीलेपन के लिए विस्तृत योजना को शामिल किया है। मैकेनिज्म का उद्देश्य महंगी थर्मल पावर के साथ सस्ती अक्षय ऊर्जा (आरई) के बंडलिंग को बढ़ावा देना है। वितरण लाइसेंसधारी के पास आरपीओ को पूरा करने के लिए मौजूदा पीपीए के भीतर आरई बिजली खरीदने की छूट होगी। इस बंडलिंग के परिणामस्वरूप डिस्काम के लिए बिजली की लागत में कमी आएगी। लाभ को जनरेटर और लाभार्थियों के बीच साझा किया जाना है। यह योजना आरई के विकास के साथ-साथ इसके उत्थान को भी प्रेरित करेगी।

1.3.6 नवीकरणीय ऊर्जा और भंडारण क्षमता के साथ बंडलिंग के माध्यम से ताप/जल विद्युत स्टेशनों के उत्पादन और शेड्यूलिंग में लचीलेपन के लिए योजना के तहत उपयोग के लिए ग्रिड से जुड़ी आरई विद्युत परियोजनाओं से बिजली की खरीद के लिए टैरिफ आधारित प्रतिस्पर्धी बोली प्रक्रिया के लिए दिशानिर्देश

ये दिशानिर्देश विद्युत अधिनियम, 2003 की धारा 63 के प्रावधानों के तहत 'खरीदारों' द्वारा ग्रिड से जुड़े आरई पावर प्रोजेक्ट्स ('प्रोजेक्ट्स') से बिजली की लंबी अवधि की खरीद के लिए प्रतिस्पर्धी बोली के माध्यम से जारी किए जा रहे हैं, जिनका व्यक्तिगत आकार 5 मेगावाट और उससे अधिक है।

इन दिशानिर्देशों के विशिष्ट उद्देश्य इस प्रकार हैं:

- क. उत्सर्जन को कम करने के लिए अक्षय ऊर्जा और भंडारण क्षमता के साथ बंडलिंग के माध्यम से थर्मल/हाइड्रो पावर स्टेशनों के निर्धारण के लिए फ्लेक्सिबिलिटी स्कीम के तहत उपयोग के लिए थर्मल/हाइड्रो जनरेटर द्वारा आरई बिजली संयंत्रों से बिजली की प्रतिस्पर्धी खरीद को बढ़ावा देना;
- ख. खरीद प्रक्रियाओं में पारदर्शिता और निष्पक्षता की सुविधा के लिए।
- ग. फ्लेक्सिबिलिटी स्कीम के तहत आरई बिजली खरीद में शामिल विभिन्न हितधारकों के बीच प्रक्रियाओं में मानकीकरण और एकरूपता और जोखिम-साझाकरण ढांचा प्रदान करना, जिससे निवेश को बढ़ावा मिले तथा परियोजनाओं के लिए बड़ी हुई बैंक क्षमता और निवेशकों के लिए लाभप्रदता हो।

1.3.7 उत्पादन, पारेषण और वितरण संपत्तियों के हिस्से के रूप में सहायक सेवाओं के साथ बैटरी ऊर्जा भंडारण प्रणालियों की खरीद और उपयोग के लिए दिशानिर्देश

विद्युत मंत्रालय (एमओपी), भारत सरकार की अधिसूचना संख्या। 23/16/2020-आर एंड आर भाग (1) दिनांक 10.03.2022 ने विद्युत अधिनियम, 2003 की धारा 63 के प्रावधानों के तहत जारी विस्तृत दिशा-निर्देश जारी किए।

इन दिशानिर्देशों के विशिष्ट उद्देश्य हैं:

- क. अलग-अलग आरई बिजली परियोजनाओं के हिस्से के रूप में या अलग-अलग, बीईएसएस की खरीद की सुविधा के लिए, परिवर्तनशीलता/फर्मिंग बिजली आपूर्ति/ऊर्जा उत्पादन में वृद्धि/ व्यक्तिगत आरई परियोजना या आरई

परियोजनाओं के पोर्टफोलियो से आपूर्ति के समय का विस्तार करना, मौजूदा आरई परियोजनाओं में वृद्धि और/या ग्रिड के लिए सहायक, ग्रिड समर्थन और लचीलापन सेवाएं प्रदान करना।

- ख. पारेषण और वितरण नेटवर्क के इष्टतम उपयोग के लिए बीईएसएस की खरीद को सुविधाजनक बनाना।
- ग. खरीद प्रक्रियाओं में पारदर्शिता और निष्पक्षता सुनिश्चित करने के लिए / और विद्युत के अन्तर्राज्यीय/अंतर-राज्य बिक्री-खरीद के लिए एक एग्रीगेटर/ट्रेडिंग लाइसेंसधारियों/ कार्यान्वयन एजेंसी के रूप में मध्यस्थ खरीदार के लिए एक रूपरेखा प्रदान करना।
- घ. ऊर्जा भंडारण और भंडारण क्षमता की खरीद में शामिल विभिन्न हितधारकों के बीच प्रक्रियाओं में मानकीकरण और एकरूपता और एक जोखिम-साझाकरण ढांचा प्रदान करना, जिससे प्रतिस्पर्धा को बढ़ावा मिले और परियोजनाओं की बैंक क्षमता बढ़े।

1.3.8 ग्रिड से जुड़ी नवीकरणीय ऊर्जा विद्युत परियोजनाओं से चौबीसों घंटे बिजली की खरीद के लिए टैरिफ आधारित प्रतिस्पर्धी बोली प्रक्रिया के लिए दिशानिर्देश, किसी अन्य स्रोत या भंडारण से बिजली के साथ पूरक

अक्षय ऊर्जा स्रोतों से डिस्कॉम को आरई पावर को बढ़ावा देने और चौबीसों घंटे (आरटीसी) बिजली प्रदान करने के उद्देश्य से, विद्युत मंत्रालय ने अधिसूचना दिनांक 22.07.2020 के तहत आरटीसी पावर दिशानिर्देश जारी किए हैं। उक्त दिशानिर्देशों में किए गए संशोधन भारत सरकार (भारत सरकार) द्वारा दिनांक 8 मार्च, 2019, 3 नवंबर, 2020, 5 फरवरी, 2021 और 03 फरवरी, 2022 और 26 अगस्त, 2022 को राजपत्र में अधिसूचित किए गए थे।

1.3.9 हरित हाइड्रोजन नीति

विद्युत मंत्रालय (एमओपी), भारत सरकार अधिसूचना सं. 23/02/2022-आर एंड आर दिनांक 17.02.2022 ने हरित हाइड्रोजन नीति जारी की जो अक्षय ऊर्जा का उपयोग करके हरित हाइड्रोजन के उत्पादन और सभी हितधारकों के अनुपालन और कार्यान्वयन का विवरण प्रदान करती है।

1.3.10 कोयला आधारित ताप विद्युत संयंत्रों में बायोमास के उपयोग पर राष्ट्रीय मिशन

ताप विद्युत संयंत्रों में बायोमास के उपयोग पर राष्ट्रीय मिशन (एनएमबीटीपीपी) की स्थापना जुलाई 2021 में ताप विद्युत संयंत्रों में बायोमास के उपयोग में तेजी लाने के लिए की गई थी।

कोयला आधारित थर्मल पावर प्लांटों में बायोमास पैलेट्स के उपयोग को और बढ़ावा देने के लिए, विद्युत मंत्रालय ने अक्टूबर 2021 में उपरोक्त नीति को संशोधित किया ताकि सभी कोयला आधारित बिजली संयंत्रों में उनके तरह की मिलिंग प्रणाली के आधार पर 5% से 7% की सीमा में उपयुक्त बायोमास पैलेट्स को अनिवार्य रूप से को-फायर किया जा सके।

1.3.11 विद्युत अधिनियम, 2003 की धारा 63 के तहत शक्ति नीति के पैरा बी (V) के तहत वित्त, स्वामित्व और संचालन (एफओओ) के आधार पर बिजली की खरीद के लिए दिशानिर्देश

इन दिशानिर्देशों का उद्देश्य शक्ति नीति के पैरा बी(V) के अनुसार कोयला लिकेज वाले राज्यों के समूह की बिजली की आवश्यकता को पूरा करने के लिए पारदर्शी बोली के माध्यम से नोडल एजेंसी द्वारा दीर्घकालिक और मध्यम अवधि के आधार पर बिजली की खरीद की सुविधा प्रदान करना है।

इसके लिए ये दिशा-निर्देश जारी किए जा रहे हैं:

(क) 12 साल से 15 साल की अवधि के लिए बिजली की लंबी अवधि की खरीद;

(ख) मध्यम अवधि की खरीद 7 साल तक की अवधि के लिए लेकिन 1 वर्ष से अधिक।

1.3.12 विद्युत (कानून में बदलाव के कारण लागत की समय पर वसूली) नियम, 2021

कानून में बदलाव के कारण लागत की समय पर वसूली महत्वपूर्ण है क्योंकि बिजली क्षेत्र में निवेश काफी हद तक समय पर भुगतान पर निर्भर करता है। वर्तमान में कानून में बदलाव को पास करने में काफी समय लग रहा है, जिससे बिजली क्षेत्र में निवेश विलुप्त हो रहा है। यदि भुगतान समय पर नहीं किया जाता है, तो यह क्षेत्र की व्यवहार्यता को प्रभावित करता है और डेवलपर्स आर्थिक रूप से तनावग्रस्त हो जाते हैं। अगर अभी इस पर ध्यान नहीं दिया गया तो निवेश नहीं आएगा और बिजली उपभोक्ताओं को एक बार फिर बिजली की किल्लत का सामना करना पड़ सकता है। इस मुद्दे को हल करने के लिए, विद्युत मंत्रालय ने 22.10.2021 को विद्युत (कानून में बदलाव के कारण लागत की समय पर वसूली) नियम, 2021 को अधिसूचित किया है और 21 फरवरी, 2022 को और स्पष्टीकरण जारी किए गए हैं।

1.3.13 विद्युत (मस्ट-रन पावर प्लांट से बिजली उत्पादन को बढ़ावा देना) नियम, 2021

विद्युत मंत्रालय ने 22.10.2021 को विद्युत (मस्ट-रन पावर प्लांट से बिजली उत्पादन को बढ़ावा देना) नियम, 2021 अधिसूचित किया है। यह नियम सुनिश्चित करता है कि कोई आरई क्षमता बैंक डाउन न हो। यह सुनिश्चित करेगा कि उपभोक्ताओं को हरित और स्वच्छ बिजली मिले और भावी पीढ़ी के लिए एक स्वस्थ वातावरण सुरक्षित हो।

1.3.14 स्पॉट मार्केट का डीप होना: पावर एक्सचेंजों में ग्रीन डे अहेड मार्केट (जीडीएम) की शुरुआत

वर्ष 2010 में ग्रीन टर्म अहेड मार्केट (जी-टैम) और रियल टाइम मार्केट (आरटीएम) के विकास के लिए, पावर एक्सचेंज में 26.10.2021 से ग्रीन डे अहेड मार्केट (जीडीएम) की शुरुआत की गई थी और यह आरई पावर और पारंपरिक पावर के लिए अलग-अलग मूल्य निर्धारण के साथ पारंपरिक डे अहेड मार्केट (डीएम) के साथ एकीकृत तरीके से काम करेगा। यह हरित लक्ष्यों की प्राप्ति के साथ-साथ हरित ऊर्जा के एकीकरण का समर्थन करने के लिए एक दिन आगे आधार पर आरई पावर के व्यापार के लिए एक बाजार की सुविधा प्रदान करता है। यह हरित बाजार को भी डीप करेगा और सबसे पारदर्शी, लचीले, प्रतिस्पर्धी और कुशल तरीके से बाजार सहभागियों को हरित ऊर्जा में व्यापार करने का अवसर प्रदान करने के अलावा प्रतिस्पर्धी मूल्य संकेत प्रदान करेगा।

1.3.15 संशोधित वितरण क्षेत्र योजना भारत - एक सुधार आधारित और परिणाम से जुड़ी योजना

सुधार-आधारित और परिणाम से जुड़ी योजना, पुनर्गठित वितरण क्षेत्र योजना का कार्यालय ज्ञापन 20-07-2021 को जारी किया गया है और बाद में 27 जुलाई, 2021 को परिचालन दिशानिर्देश जारी किए गए हैं।

योजना का उद्देश्य वित्तीय रूप से टिकाऊ और परिचालन रूप से कुशल वितरण क्षेत्र के माध्यम से उपभोक्ताओं को बिजली आपूर्ति की गुणवत्ता और विश्वसनीयता में सुधार करना है। इस योजना का उद्देश्य निजी क्षेत्र के डिस्कॉम को छोड़कर सभी डिस्कॉम/बिजली विभागों की परिचालन क्षमता और वित्तीय स्थिरता में सुधार करके 2024-25 तक एटीएंडसी नुकसान को 12-15% के अखिल भारतीय स्तर तक कम करना और एसीएस-एआरआर अंतर को शून्य करना है।

1.3.16 विद्युत (उपभोक्ताओं के अधिकार) नियम, 2020

विद्युत मंत्रालय ने विद्युत अधिनियम, 2003 की धारा 176 के तहत विद्युत (उपभोक्ताओं के अधिकार) नियम, 2020 को 31.12.2020 को अधिसूचित किया। ये नियम बिजली के उपभोक्ताओं को सशक्त बनाएंगे और इस विश्वास से निर्गत होंगे कि उपभोक्ताओं की सेवा के लिए बिजली व्यवस्था मौजूद है और उपभोक्ताओं को विश्वसनीय सेवाएं और गुणवत्तापूर्ण बिजली प्राप्त करने का अधिकार है। इन नियमों के कार्यान्वयन से यह सुनिश्चित होगा कि नए बिजली कनेक्शन, रिफंड और अन्य सेवाएं समयबद्ध तरीके से दी जाती हैं। जानबूझकर उपभोक्ता अधिकारों की अवहेलना करने पर सेवा प्रदाताओं पर जुर्माना लगाया जाएगा। बिजली (उपभोक्ताओं के अधिकार) नियम, 2020 में संशोधन भी 29.09.2021 को अधिसूचित किया गया था, जिसमें नेट मीटरिंग की सीमा 10 किलोवाट से बढ़ाकर 500 किलोवाट कर दी गई थी। बिजली (उपभोक्ताओं के अधिकार) नियम, 2020 में और संशोधन 20 अप्रैल, 2022 को अधिसूचित किए गए।

1.3.17 जेनको के बकाया की निगरानी के लिए प्राप्ति पोर्टल

विद्युत मंत्रालय ने राष्ट्रीय स्तर पर जेनको के बकाये की निगरानी में पारदर्शिता के लिए प्राप्ति (जेनरेटर के चालान में पारदर्शिता लाने के लिए बिजली खरीद में भुगतान अनुसमर्थन और विश्लेषण) नामक एक वेब-पोर्टल लॉन्च किया। पोर्टल केंद्रीय उत्पादन स्टेशनों, आईपीपी और आरई प्रदाताओं के लिए डिस्कॉम की बिजली खरीद बकाया के संबंध में सभी हितधारकों को अद्यतन मासिक जानकारी प्रदान करता है। प्राप्ति पोर्टल सभी हितधारकों के लिए और डिस्कॉम के प्रदर्शन की निगरानी के लिए बेहद मददगार है।

1.3.18 केंद्र शासित प्रदेशों में बिजली वितरण का निजीकरण

भारत सरकार ने केंद्र शासित प्रदेशों में बिजली विभागों और बिजली वितरण उपयोगिताओं के निजीकरण की घोषणा की। निजीकरण के पीछे मुख्य उद्देश्य गुणवत्ता में सुधार, बिजली आपूर्ति की विश्वसनीयता, उपभोक्ताओं को बेहतर सेवाएं प्रदान करना और परिचालन और वित्तीय दक्षता में वैश्विक मानदंड हासिल करना है।

1.3.19 राज्य विद्युत वितरण कंपनियों के लिए आत्मनिर्भर पैकेज

कोविड-19 संकट के बीच, भारत सरकार ने 13.05.2020 को विशेष आर्थिक पैकेज की घोषणा की है, जिसमें वितरण कंपनियों के लिए लिक्विडिटी इंजेक्शन शामिल है। लिक्विडिटी इंजेक्शन पैकेज में बिजली क्षेत्र को आवश्यक सहायता प्रदान करने के लिए पीएफसी और आरईसी द्वारा वित्त पोषण की परिकल्पना की गई है। आत्मनिर्भर भारत पैकेज के तहत लिक्विडिटी योजना का उद्देश्य 31 मार्च 2020 तक सीपीएसयू जेनको और ट्रांसको, आईपीपी और आरई जेनरेटर की बकाया राशि की निकासी के लिए था।

इसके अलावा, एमओपी ने अपने दिनांक 02.09.2020 के पत्र के जरिए उदय के तहत पिछले वर्ष के राजस्व के 25% की कार्यशील पूंजी सीमा से ऊपर डिस्कॉम को ऋण देने के लिए पीएफसी और आरईसी को 30 जून 2020 तक मौजूदा सीपीएसयू जेनकोस एंड ट्रांसकोस, आईपीपी और आरई जेनरेटर की देनदारियों का निर्वहन करने के लिए एकमुश्त अनुमति प्रदान की।

तदनुसार, पीएफसी और आरईसी ने 31 मार्च 2020 और 30 जून 2020 तक बकाया सीपीएसयू जेनकोस और ट्रांसकोस, आईपीपी और आरई जेनरेटरों की बकाया राशि के भुगतान के लिए पावर डिस्कॉम को विशेष दीर्घकालिक ट्रांजिशन ऋण की पेशकश करने के लिए नीति भी तैयार की है।

1.3.20 "इलेक्ट्रिक वाहनों के लिए चार्जिंग इंफ्रास्ट्रक्चर - दिशानिर्देश और मानक"

देश में ई-मोबिलिटी ट्रांजिशन में तेजी लाने के लिए बिजली मंत्रालय ने 14.01.2022 को "इलेक्ट्रिक वाहनों के लिए चार्जिंग इंफ्रास्ट्रक्चर - दिशानिर्देश और मानक" और 7 नवंबर, 2022 को और संशोधन जारी किए थे।

उद्देश्य:

ख) भारत में सुरक्षित, विश्वसनीय, सुलभ और सस्ती चार्जिंग अवसंरचना और पारिस्थितिकी तंत्र को सुनिश्चित करके भारत में इलेक्ट्रिक वाहनों को तेजी से अपनाने में सक्षम बनाना।

ग) चार्जिंग स्टेशन संचालकों/मालिकों और इलेक्ट्रिक वाहन (ईवी) मालिकों से चार्ज करने योग्य किफायती टैरिफ प्रदान करना।

घ) ईवी चार्जिंग इंफ्रास्ट्रक्चर को अपनाने के लिए विद्युत वितरण प्रणाली की तैयारी को प्रोत्साहित करना।

1.3.21 प्रमुख ऊर्जा संरक्षण और दक्षता पहल

1.3.21.1 मानक और लेबलिंग:

इस योजना में उपकरणों/साधनों के लिए न्यूनतम ऊर्जा प्रदर्शन मानदंड निर्धारित करना, 1 से 5 के पैमाने पर ऊर्जा प्रदर्शन की रेटिंग करना, 5 स्टार सबसे अधिक ऊर्जा कुशल होना शामिल है। दिसंबर 2021 तक, 30 उपकरणों को मानक और लेबलिंग कार्यक्रम के दायरे में शामिल किया गया है। जिनमें से 10 उपकरण अनिवार्य व्यवस्था के तहत हैं और शेष 20 उपकरण स्वैच्छिक व्यवस्था के अंतर्गत हैं।

1.3.21.2 उद्योगों में ऊर्जा दक्षता में वृद्धि-प्रदर्शन प्राप्ति और व्यापार (पीएटी) का कार्यान्वयन

एनएमईईई के तहत प्रमुख योजनाओं में से एक, प्रदर्शन, उपलब्धि और व्यापार (पीएटी) योजना एक ऐसा क्रियाविधि है जिसे ऊर्जा गहन उद्योगों में उत्सर्जन में कमी लाने के लिए डिज़ाइन किया गया है और इसे विशिष्ट ऊर्जा खपत (एसईसी) में कमी की अवधारणा पर बनाया गया है। इसमें बेसलाइन वर्ष में एसईसी का आकलन शामिल है और लक्ष्य वर्ष में अनुमानित एसईसी संयंत्र की सीमा में जाने वाली शुद्ध ऊर्जा के विभिन्न रूपों और एक विशेष चक्र में इससे बाहर निकलने वाले उत्पादों को कवर करता है। इन उद्योगों द्वारा बचाई गई ऊर्जा को ऊर्जा बचत प्रमाणपत्र (एसट्स) नामक व्यापार योग्य उपकरणों में परिवर्तित किया जाता है और पावर एक्सचेंजों में कारोबार किया जाता है।

1.3.21.3 ऊर्जा संरक्षण बिल्डिंग कोड

बीईई का ऊर्जा संरक्षण भवन कोड (ईसीबीसी) 100 किलोवाट के कनेक्टेड लोड या 120 केवीए और उससे अधिक की अनुबंध मांग वाले वाणिज्यिक भवनों के लिए न्यूनतम ऊर्जा प्रदर्शन मानक निर्धारित करता है।

जून 2017 में, बीईई ने ईसीबीसी का अद्यतन संस्करण प्रकाशित किया जो भवन निर्माण ऊर्जा की खपत को और कम करने और कम कार्बन विकास को बढ़ावा देने के लिए भवन निर्माण प्रौद्योगिकी में वर्तमान के साथ-साथ अत्याधुनिक प्रगति प्रदान करता है। ईसीबीसी 2017 निष्क्रिय डिज़ाइन रणनीतियों के समावेश के साथ भवन डिज़ाइन में अक्षय ऊर्जा स्रोतों को एकीकृत करने के लिए बिल्डिंग्स, डिज़ाइनरों और वास्तुकारों के लिए मानदंड निर्धारित करता है। कोड

का उद्देश्य रहने वालों के लिए आराम के स्तर के साथ ऊर्जा बचत का अनुकूलन करना है, और वाणिज्यिक भवनों में ऊर्जा तटस्थता प्राप्त करने के लिए जीवन-चक्र लागत प्रभावशीलता को प्राथमिकता देना है।

बीईई ने आवासीय भवनों के लिए आवासीय भवन ऊर्जा संरक्षण कोड और लेबलिंग कार्यक्रम विकसित किया है। आवासीय भवन क्षेत्र में ऊर्जा दक्षता को बढ़ावा देने के लिए बीईई ने "इको-निवास" पोर्टल (www.econiwass.com) विकसित किया है। मौजूदा इमारतों में ऊर्जा दक्षता में सुधार की गुंजाइश बहुत अधिक है। एनर्जी ऑडिट स्टडीज ने लाइटिंग, कूलिंग, वेंटिलेशन, रेफ्रिजरेशन आदि जैसे अंतिम उपयोग में 40% की बचत क्षमता का खुलासा किया है।

1.3.21.4 मांग पक्ष प्रबंधन (डीएसएम)

डिमांड साइड मैनेजमेंट (डीएसएम) को पारंपरिक रूप से निरंतर विकास सुनिश्चित करते हुए ऊर्जा की मांग में कमी लाने के लिए एक प्रमुख हस्तक्षेप के रूप में मान्यता दी गई है। हाल के दिनों में, डीएसएम ने अभूतपूर्व प्रभाव हांसिल किया है और ऊर्जा दक्षता को बढ़ावा देने पर लगभग सभी केंद्रीय और राज्य मिशनों का एक अभिन्न अंग बन गया है। डीएसएम हस्तक्षेपों ने उपयोगिताओं को न केवल चरम बिजली मांगों को कम करने में मदद की है, बल्कि साथ ही साथ उत्पादन, पारेषण और वितरण नेटवर्क में उच्च निवेश को भी स्थगित किया है। ऊर्जा बचत क्षमता का दोहन करने के लिए बीईई द्वारा कृषि मांग पक्ष प्रबंधन (एजी डीएसएम) कार्यक्रम और नगरपालिका मांग पक्ष प्रबंधन (एमयूडीएसएम) शुरू किया गया था।

1.3.21.5 गो इलेक्ट्रिक अभियान

विद्युत मंत्रालय, भारत सरकार ने इलेक्ट्रिक वाहनों और इलेक्ट्रिक कुकिंग उपकरणों जैसे इंडक्शन कुक हॉब्स, इलेक्ट्रिक प्रेशर कुकर आदि को अपनाने के लाभों के बारे में जनता के बीच जागरूकता पैदा करने के उद्देश्य से 19 फरवरी, 2021 को "गो इलेक्ट्रिक" अभियान शुरू किया। इस पहल का उद्देश्य उपभोक्ताओं को वर्तमान में उपयोग किए जाने वाले पारंपरिक तरीकों और उपकरणों के स्थान पर इलेक्ट्रिक वाहनों और इलेक्ट्रिक खाना पकाने के लिए प्रोत्साहित करना है, जिससे आयातित ईंधन पर देश की निर्भरता कम हो सके। "गो इलेक्ट्रिक" अभियान का उद्देश्य ऊर्जा कुशल इलेक्ट्रिक वाहनों और इलेक्ट्रिक कुकिंग उपकरणों को अपनाने को बढ़ावा देना है और इससे देश को भविष्य में ऊर्जा परिवर्तन के साथ-साथ कम कार्बन आर्थिक विकास हासिल करने में मदद मिलने की उम्मीद है। इन प्रौद्योगिकियों के ऊर्जा कुशल होने के कारण, गतिशीलता और खाना पकाने से संबंधित उत्सर्जन को कम करने, स्वच्छ और हरित भविष्य को सुरक्षित करने की उम्मीद है। अधिक नवीकरणीय आधारित बिजली उत्पादन के एकीकरण के कारण ऊर्जा मिश्रण में नवीकरणीय ऊर्जा की हिस्सेदारी बढ़ने की उम्मीद है। ग्रिड में नवीकरणीय ऊर्जा की हिस्सेदारी बढ़ाकर इन बिजली आधारित प्रौद्योगिकियों को अपनाने के लाभों को पूरी तरह से महसूस किया जाएगा।

अध्याय 2

2017-22 की अवधि के दौरान क्षमता वृद्धि की समीक्षा

2.0 प्रस्तावना

पिछली योजना की समीक्षा भविष्य की रणनीतियों के विकास के लिए मजबूत नींव बनाने के लिए और ताकत, कमजोरियों और प्रगति का मूल्यांकन करने के लिए एक बहुत ही उपयोगी और प्रभावशाली तरीका है। समीक्षा ज्ञान और साझा समझ का आधार बनाती है जो निर्णय लेने की प्रक्रियाओं के बारे में एक महत्वपूर्ण पृष्ठभूमि प्रदान करती है, जिसमें प्राथमिकताओं की स्थापना, बजट निर्धारण, भविष्य में उत्पन्न होने वाली समस्या से निपटना शामिल है। यह उन परियोजनाओं की पहचान करने में मदद करता है जो नियत समय के अनुसार या समय से पहले चालू हो गई हैं और परियोजनाओं में देरी के कारण हैं।

कोविड-19 महामारी ने हमारे दैनिक जीवन, व्यवसायों को प्रभावित किया है, विश्व व्यापार और आवाजाही को बाधित किया है। बिजली क्षेत्र भी महामारी से प्रभावित विभिन्न उद्योगों और क्षेत्रों में से एक है। विभिन्न स्रोतों से उत्पादन क्षमता में वृद्धि अल्पावधि में प्रतिकूल रूप से प्रभावित हुई:

- जनशक्ति की कमी के कारण, महामारी को रोकने के लिए सख्त तालाबंदी के कारण निर्माण गतिविधियों को रोक दिया।
- सार्वजनिक और निजी क्षेत्र द्वारा अर्थव्यवस्था और निवेश की धीमी वृद्धि के कारण बिजली क्षेत्र में उन्नयन/संक्रमण संबंधी गतिविधियों में देरी।
- विभिन्न परियोजनाओं के निर्माण और स्थापना में देरी के कारण वैश्विक आपूर्ति श्रृंखला में व्यवधान जिसको प्रमुख घटकों की उपलब्धता में कठिनाई हुई और परियोजनाओं के निष्पादन में देरी हुई, उदाहरण के लिए, सौर खंड निर्माण कंपनियों को सामग्री की खरीद में देरी का सामना करना पड़ा।
- कमजोर मांग के कारण कंपनियों के लिए कम राजस्व जिससे कंपनियों के पास पूंजीगत व्यय के लिए कम क्षमता थी।

इस अध्याय में, उत्पादन क्षमता की समीक्षा, जिसे 2018 में राष्ट्रीय विद्युत योजना में जोड़े जाने के लिए निर्धारित था, 2017-22 की अवधि के दौरान चालू होने वाली परियोजनाओं में देरी के कारणों के साथ की गई है।

2.1 पारंपरिक स्रोतों से निर्धारित उत्पादन क्षमता वृद्धि

2018 में अधिसूचित राष्ट्रीय विद्युत योजना के अनुसार, 2017-22 की अवधि के लिए पारंपरिक स्रोतों से निर्धारित उत्पादन क्षमता में वृद्धि की परिकल्पना 51,561.15 मेगावाट की गई थी। क्षेत्र-वार और मोड-वार निर्धारित क्षमता वृद्धि का विवरण तालिका 2.1 में दिया गया है और बाद में इसे प्रदर्शनी 2.1 और प्रदर्शनी 2.2 में दर्शाया गया है।

तालिका 2.1

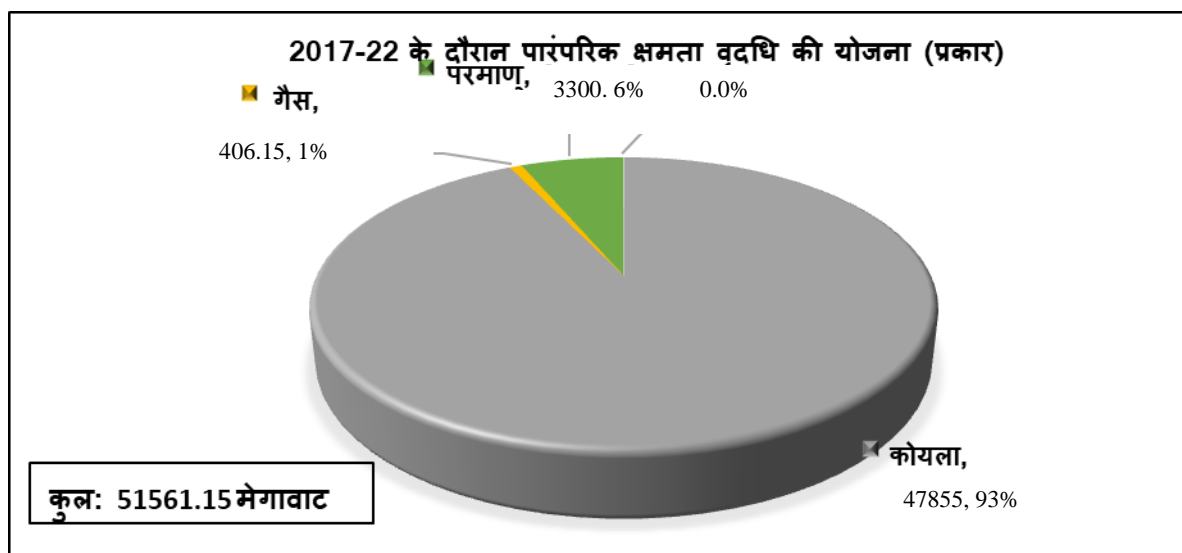
वर्ष 2017-22 के लिए पारंपरिक स्रोतों से निर्धारित क्षमता वृद्धि

(आंकड़े मेगावाट में)

स्रोत	केंद्रीय	राज्य	निजी	कुल
कोयला	22900	18340	6615	47855
गैस	0	406.15	0	406.15
परमाणु	3300	0	0	3300 0
कुल	26200	18746.15	6615	51561.15

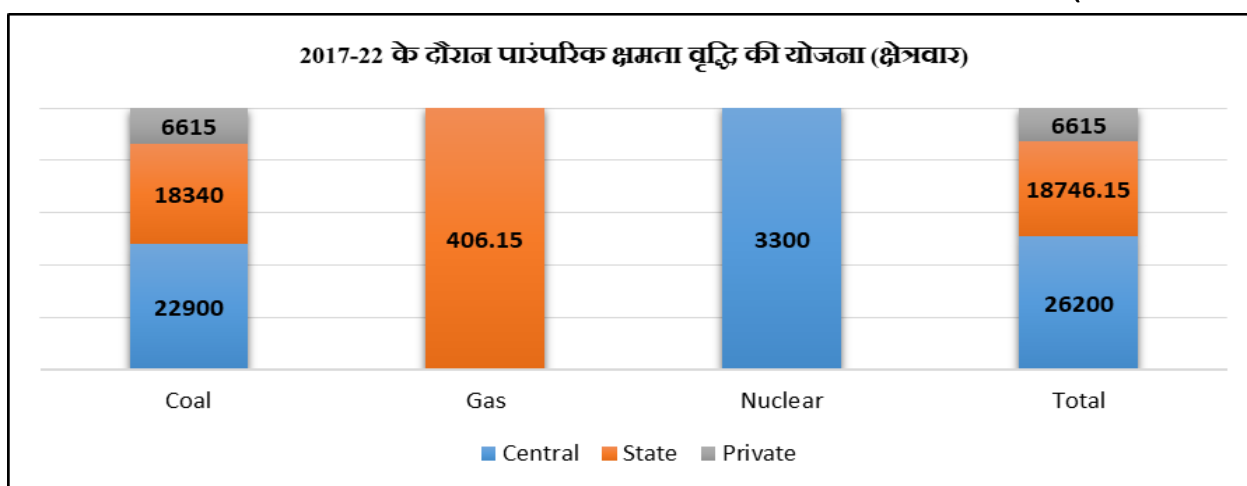
नोट: बड़े पनबिजली को अक्षय ऊर्जा स्रोत के रूप में वर्गीकृत किया गया है।

प्रदर्शनी 2.1



प्रदर्शनी 2.2

(आंकड़े मेगावाट में)



2.2 वर्ष 2017-22 के दौरान पारंपरिक स्रोतों से प्राप्त उत्पादन क्षमता वृद्धि

2017-22 की अवधि के दौरान, पारंपरिक स्रोतों से कुल 30667.91 मेगावाट क्षमता 31.03.2022 तक हासिल की गई है जिसमें 30562 मेगावाट कोयला, 105.91 मेगावाट गैस और 0 मेगावाट परमाणु शामिल है। इसमें कुल 726.76 मेगावाट की परियोजनाएं भी शामिल हैं जो मूल रूप से 2017-22 की अवधि के लिए निर्धारित नहीं थीं, लेकिन चालू भी कर दी गई हैं।

वर्ष 2017-22 की अवधि के दौरान पारंपरिक स्रोतों से प्राप्त वर्षवार क्षमता वृद्धि तालिका 2.2 में दर्शाई गई है।

तालिका 2.2

वर्ष 2017-22 के दौरान हासिल की गई क्षमता वृद्धि

(आंकड़े मेगावाट में)

वर्ष	श्रोत	ताप विद्युत			परमाणु	कुल
		कोयला	गैस	कुल		
2017-18	केंद्र	3670	0	3670	0	3670
	राज्य	1260	0	1260	0	1260
	निजी	3780	0	3780	0	3780
	कुल	8710	0	8710	0	8710
2018-19	केंद्र	1960	0	1960	0	1960
	राज्य	2780	69.755	2849.755	0	2849.755
	निजी	972	0	972	0	972
	कुल	5712	69.755	5781.755	0	5781.755
2019-20	केंद्र	3940	0	3940	0	3940
	राज्य	2780	0	2780	0	2780
	निजी	45*	0	45	0	45
	कुल	6765	0	6765	0	6765
2020-21	केंद्र	4080	0	4080	0	4080
	राज्य	810	36.15	4926.15	0	4926.15
	निजी	0	0	0	0	0
	कुल	4890	36.15	4926.15	0	4926.15
2021-22	केंद्र	2370	0	2370	0	2370
	राज्य	1590	0	1590	0	1590
	निजी	525	0	525	0	525
	कुल	4485	0	4485	0	4485

*: निवारी टीपीपी, यूनिट-2 (45 मेगावाट) ने 20.03.17 को सीओडी हासिल कर लिया था लेकिन सीओडी के संबंध में सूचना जून'19 में प्राप्त हुई थी। इसलिए, अध्यक्ष, केविप्रा के अनुमोदन के बाद 06.06.2019 को परियोजना को क्षमता वृद्धि में ले लिया गया है

2017-22 की अवधि के दौरान, पारंपरिक स्रोतों से प्राप्त क्षेत्रवार और प्रकारवार क्षमता वृद्धि को तालिका 2.3 में दिखाया गया है और इसे प्रदर्शनी 2.3 और प्रदर्शनी 2.4 में दर्शाया गया है।

तालिका 2.3

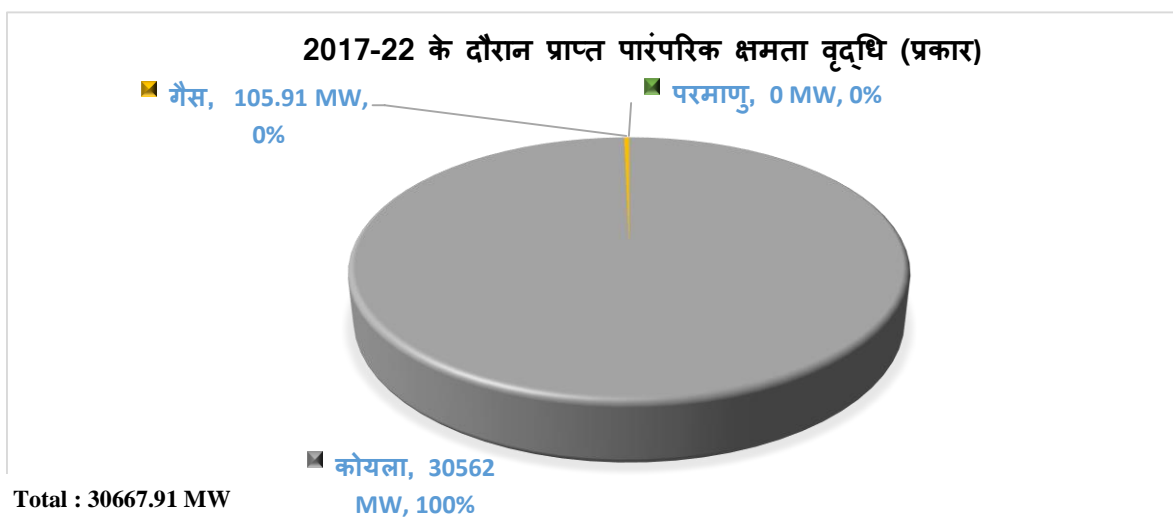
2017-22 के दौरान हासिल की गई क्षमता वृद्धि

(आंकड़े मेगावाट में)

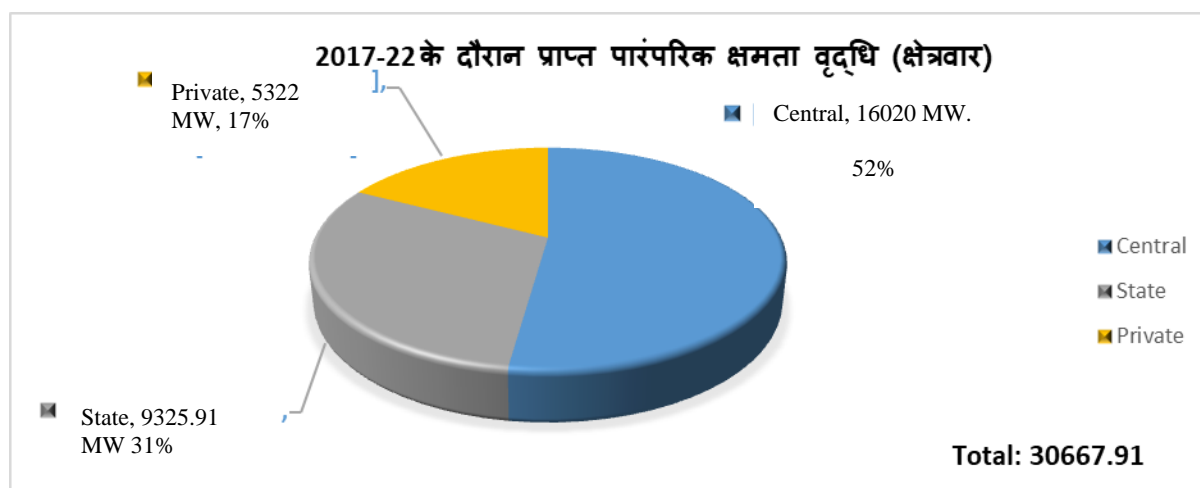
श्रोत	ताप विद्युत			परमाणु	कुल
	कोयला	गैस	कुल		
केंद्र	16020	0	16020	0	16020
राज्य	9220	105.91	9325.91	0	9325.91
निजी	5322*	0	5322	0	5322
कुल	30562	105.91	30667.91	0	30667.91

*: निवारी टीपीपी, यूनिट-2 (45 मेगावाट) ने 20.03.17 को सीओडी हासिल कर लिया था लेकिन सीओडी के संबंध में सूचना जून'19 में प्राप्त हुई थी। इसलिए, अध्यक्ष, केविप्रा के अनुमोदन के बाद, परियोजना को दिनांक 06.06.2019 को क्षमता वृद्धि में शामिल किया गया है,

प्रदर्शनी 2.3



प्रदर्शनी 2.4



2017-22 की अवधि के दौरान जोड़ी गई क्षमता का राज्यवार (पारंपरिक स्रोत) सारांश अनुबंध 2.1 में दिया गया है और चालू पारंपरिक स्रोत परियोजनाओं की सूची अनुबंध 2.2 में दी गई है।

2017-22 की अवधि के दौरान प्राप्त की जाने वाली 51561.15 मेगावाट की निर्धारित उत्पादन क्षमता में से, 31.03.2022 तक कुल 30667.91 मेगावाट उत्पादन क्षमता वृद्धि हासिल की गई, जिसमें 726.76 मेगावाट परियोजनाएं शामिल हैं जिनकी एनईपी, 2018 में परिकल्पना नहीं की गई थी। कुल 21620 मेगावाट की परियोजनाएं विभिन्न कारणों जैसे मुख्य संयंत्र के लिए आदेश देने में देरी, सिविल कार्यों की धीमी प्रगति, खराब भूविज्ञान, कानूनी मुद्दे, कोविड-19 महामारी आदि से विलम्बित हुई है।

2017-22 की अवधि के दौरान कुल क्षमता वृद्धि का सारांश तालिका 2.4 में दिया गया है।

तालिका 2.4

2017-22 की अवधि के दौरान उत्पादन क्षमता वृद्धि का सारांश

क	2017-22 की अवधि के दौरान अनुसूचित क्षमता वृद्धि	51561.15
ख	निधारित समय के अनुसार हासिल की गई क्षमता वृद्धि (51561.15 मेगावाट)	29941.15
ग	अतिरिक्त क्षमता चालू की गई जिसकी परिकल्पना एनईपी, 2018 में नहीं की गई थी	726.76
घ	निधारित समय के अनुसार कुल उत्पादन क्षमता वृद्धि	30667.91
ङ	2017-22 की अवधि के दौरान निर्धारित क्षमता वृद्धि से विलम्बित क्षमता	21620

51561.15 मेगावाट की निर्धारित क्षमता वृद्धि में से 21620 मेगावाट (लक्ष्य का 41.93%) की क्षमता इस अवधि के दौरान घट गई है। क्षमता में कमी का क्षेत्रवार और प्रकार वार विवरण तालिका 2.5 में दिखाया गया है।

तालिका 2.5

2017-22 की अवधि के दौरान फिसल गई क्षमता का सारांश

क्षेत्र	केंद्र	राज्य	निजी	कुल
परमाणु	3300	0	0	3300
कोयला	7380	8990	1950	18320
कुल	10680	8990	1950	21620

परमाणु और कोयला संयंत्रों की विलम्बित सूची, जिन्हें राष्ट्रीय विद्युत योजना, 2018 में चालू करने की परिकल्पना की गई थी, अनुबंध 2.3 में देरी के कारणों के विवरण के साथ उल्लिखित है।

2.3 2017-22 की अवधि के दौरान निवृत्ति के लिए मानी जाने वाली क्षमता

राष्ट्रीय विद्युत योजना 2018 के अनुसार निर्धारित निवृत्ति 22690.5 मेगावाट थी, जिसमें से 5,901.5 मेगावाट की कोयला आधारित क्षमता चिरकालीन होने के कारण निवृत्ति के लिए निर्धारित की गई और 16,789 मेगावाट (101 इकाई) (अगस्त, 2017 तक) एसओएक्स उत्सर्जन को नियंत्रित करने के लिए एफजीडी की स्थापना के लिए पर्याप्त जगह नहीं होने के कारण माना गया था।

अवधि (2017-22) के लिए कुल 10044.295 मेगावाट की क्षमता को निवृत्त कर दिया गया है। इसमें कुल 2695.295 मेगावाट की निवृत्त कोयला और गैस आधारित क्षमता शामिल है, जिसकी 2017-22 की अवधि के दौरान निवृत्त होने की परिकल्पना नहीं की गई थी।

2017-22 की अवधि के दौरान निवृत्त कुल क्षमता का सारांश तालिका 2.6 में दिया गया है

तालिका 2.6

2017-22 की अवधि के दौरान निवृत्त क्षमता का सारांश

(आंकड़े मेगावाट में)

क	2017-22 की अवधि के दौरान निर्धारित निवृत्ति	22690.5
ख	एनईपी 18 में परिकल्पित 5901.5 मेगावाट के मुकाबले 2017-22 की अवधि के दौरान चिरकालीन मानदंड के कारण निवृत्त क्षमता	4589
ग	एनईपी 18 में परिकल्पित 16789 मेगावाट के मुकाबले 2017-22 की अवधि के दौरान नए पर्यावरणीय मानदंडों के कारण निवृत्त क्षमता	2760
घ	एनईपी 18 में परिकल्पित क्षमता 2017-22 की अवधि के दौरान निवृत्त के बाहर अतिरिक्त निवृत्त क्षमता	2695.295
ङ	2017-22 की अवधि के दौरान निवृत्त कुल क्षमता (ख+ग+घ)	10044.295
च	क्षमता जो निवृत्त नहीं हुई लेकिन 2017-22 (5901.5 मेगावाट-बी) की अवधि के दौरान चिरकालीन होने के कारण निवृत्ति के लिए निर्धारित की गई थी।	1312.5
छ	क्षमता जो निवृत्त नहीं हुई लेकिन 2017-22 (16789 मेगावाट-सी) की अवधि के दौरान नए पर्यावरणीय मानदंडों के कारण निवृत्ति के लिए निर्धारित की गई थी	14029

2017-22 की अवधि के दौरान निवृत्त हुए संयंत्रों की सूची अनुलग्नक 2.4 में दी गई है।

उन संयंत्रों की सूची जिन्हें राष्ट्रीय विद्युत योजना, 2018 में निवृत्त होने की परिकल्पना की गई थी, लेकिन 2017-22 की अवधि के दौरान निवृत्त नहीं हुए, अनुलग्नक 2.5 में संलग्न हैं।

2.4 2017-22 के दौरान नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों से क्षमता वृद्धि

31.03.2022 तक देश में अक्षय ऊर्जा स्रोतों से स्थापित क्षमता 156607.9 मेगावाट है जिसमें बड़े जलविद्युत परियोजना शामिल हैं। नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों की स्रोत-वार संस्थापित क्षमता तालिका 2.7 और प्रदर्शनी 2.5 में दर्शाई गई है।

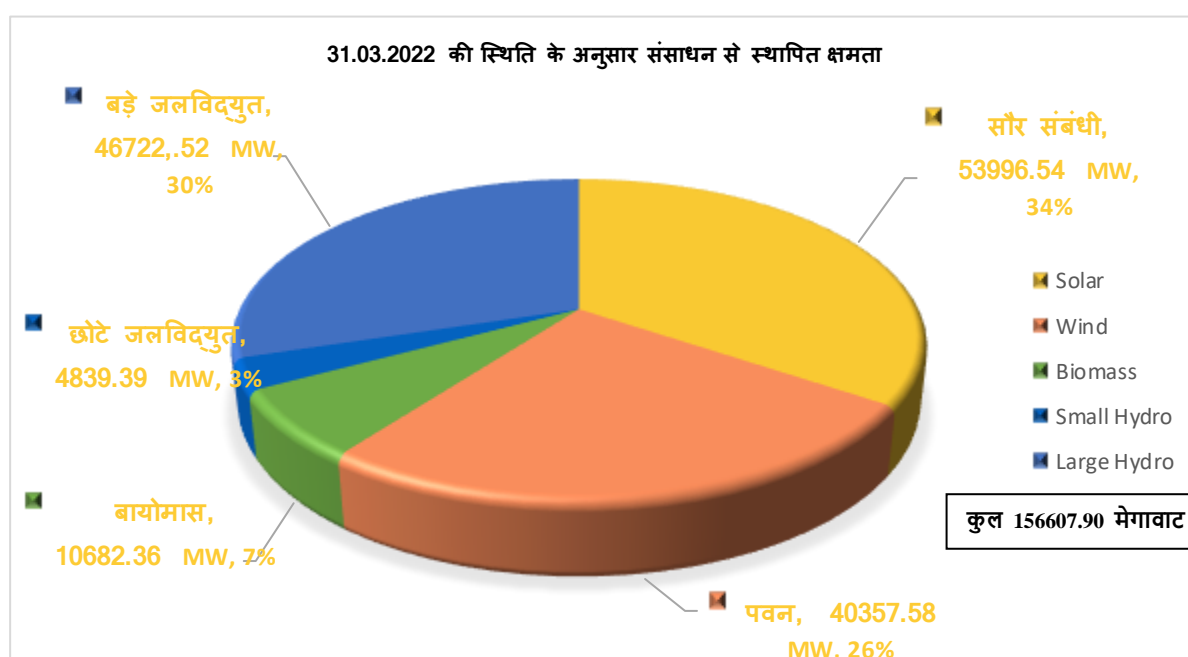
तालिका 2.7

31-03-2022 की स्थिति के अनुसार अक्षय ऊर्जा स्रोतों की स्थापित क्षमता

(आंकड़े मेगावाट में)

स्रोत	क्षमता
बड़े जलविद्युत (पीएसपी सहित)	46722.52
सौर संबंधी	53996.54
पवन	40357.58
बायोमास और अपशिष्ट से ऊर्जा	10682.36
छोटे जलविद्युत	4848.9
कुल	156607.90

प्रदर्शनी 2.5



31. 31.03.2022 तक, 2017-2022 की अवधि के दौरान बड़े जलविद्युत सहित नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों से 54,779.15 मेगावाट की क्षमता वृद्धि हासिल की गई है। 2017-22 के दौरान क्षमता वर्धित स्रोत का विवरण तालिका 2.8 और प्रदर्शनी 2.6 में दिया गया है।

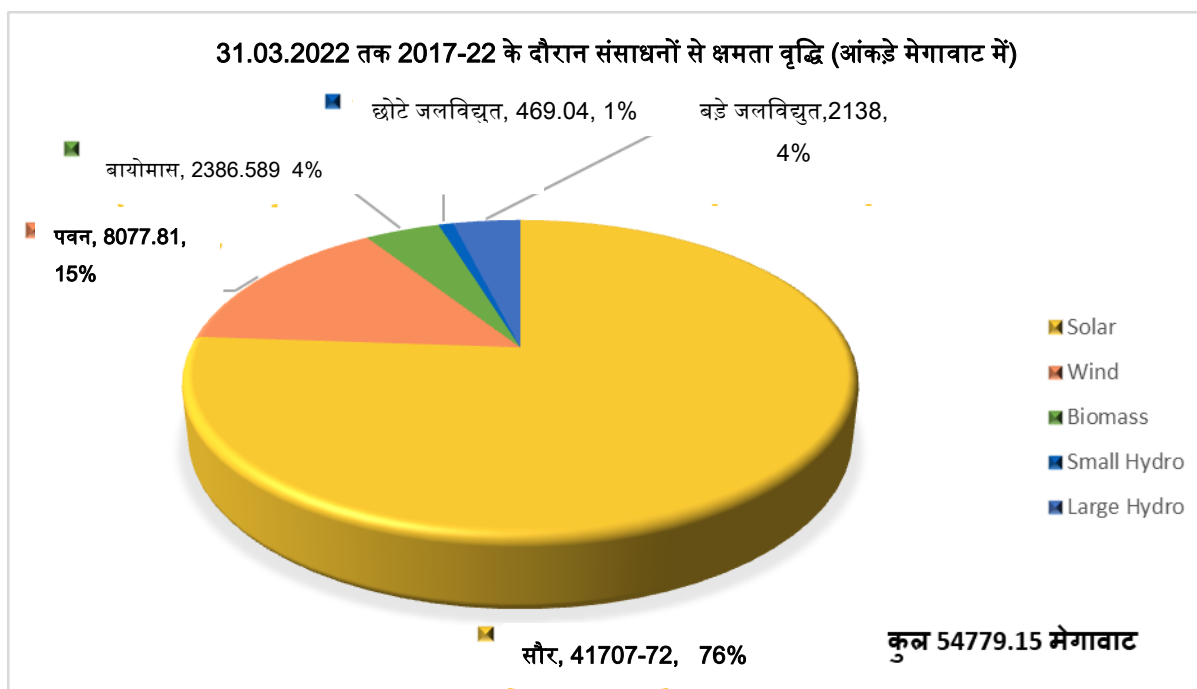
तालिका 2.8

31.03.2022 तक 2017-22 के दौरान नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों से क्षमता वृद्धि

(आंकड़े मेगावाट में)

स्रोत	क्षमता
बड़े जलविद्युत (पीएसपी सहित)	2138
सौर संबंधी	41707.72
पवन	8077.81
बायोमास और अपशिष्ट से ऊर्जा	2386.58
छोटे जलविद्युत	469.04
कुल	54779.15

प्रदर्शनी 2.6



2017-22 की अवधि के दौरान, 31.03.2022 तक बड़े जल स्रोतों से कुल 2138 मेगावाट क्षमता हासिल की गई है, जिसमें केंद्रीय क्षेत्र की 1100 मेगावाट, राज्य क्षेत्र की 341 मेगावाट और निजी क्षेत्र की 697 मेगावाट शामिल हैं। इसमें कुल 100 मेगावाट की परियोजनाएं भी शामिल हैं जो निर्माण के विभिन्न चरणों में थीं और मूल रूप से 2017-22 की अवधि के लिए निर्धारित नहीं थीं, लेकिन उन्हें चालू भी कर दिया गया है। शुरू की गई बड़ी जलविद्युत परियोजनाओं की सूची अनुबंध 2.2 में दी गई है।

2017-22 की अवधि के लिए बड़ी जलविद्युत परियोजनाओं की 6839.5 मेगावाट की निर्धारित क्षमता वृद्धि में से 4801.50 मेगावाट की क्षमता वर्ष 2017-22 की अवधि के दौरान हासिल नहीं हुई, जिसमें केंद्रीय क्षेत्र के 2884 मेगावाट, राज्य क्षेत्र के 1775.5 मेगावाट और निजी क्षेत्र की 142 मेगावाट शामिल हैं। खिसकी हुई बड़े जलविद्युत संयंत्रों की सूची, जिन्हें राष्ट्रीय विद्युत योजना, 2018 में चालू करने की परिकल्पना की गई थी, अनुबंध 2.4 में देरी के कारणों के विवरण के साथ उल्लेख किया गया है।

2.5 2017-22 के दौरान परियोजनाओं के लक्ष्य से विलंब के प्रमुख कारण

2017-22 की अवधि के दौरान संयंत्रों के लक्ष्य से विलंब होने के कई कारण हैं, जिनमें सबसे महत्वपूर्ण कोविड-19 महामारी है, जिसने महामारी को रोकने के लिए सख्त लॉकडाउन शर्तों के दौरान निर्माण गतिविधियों को रोक दिया था। इसके परिणामस्वरूप कमजोर मांग के कारण कंपनियों के राजस्व में कमी आई है, जिससे कंपनियों के पास पूंजीगत व्यय की क्षमता कम हो गई है। वैश्विक आपूर्ति श्रृंखला भी बाधित हुई जिससे विभिन्न प्रमुख घटकों के आयात प्रभावित हुए जिसके परिणामस्वरूप परियोजनाओं के निष्पादन में देरी हुई।

जलविद्युत, कोयला परियोजनाओं में देरी के व्यापक कारणों का उल्लेख नीचे किया गया है और अलग-अलग परियोजनाओं में देरी के कारण अनुबंध 2.4 में विस्तार से संलग्न हैं।

जल परियोजनाएं

- कार्यों के आवंटन में देरी
- भूमि अधिग्रहण
- पर्यावरण और वन समस्याएँ
- पुनर्वास और पुनःस्थापन
- प्राकृतिक आपदाएं
- कानून और व्यवस्था की समस्या और स्थानीय मुद्दे
- संविदात्मक समस्याएं
- भूवैज्ञानिक अनिश्चितताएं
- मुश्किल इलाके और खराब पहुंच
- ठेकेदार के पास धन की कमी
- अप्रत्याशित घटना का जोखिम
- खदान/क्रशर संयंत्रों से संबंधित मुद्दे
- अंतरराज्यीय मुद्दे

- न्यायालय/एनजीटी/एनसीएलटी मामले।
- कमीशनिंग के दौरान शुरुआती परेशानी

तापीय विद्युत परियोजनाएं

- विद्युत संयंत्रों, ऐश डाइक, कच्चे पानी के जलाशय, पाइपलाइनों के लिए कॉरिडोर, रेलवे साइडिंग आदि के निर्माण के लिए भूमि अधिग्रहण में समस्या और कच्चे पानी की पाइप लाइन, राख स्लरी डिस्पोजल पाइपलाइन और ट्रांसमिशन लाइन आदि के लिए रास्ते का अधिकार/उपयोग का अधिकार आदि।
- आर एंड आर मुद्दों, श्रम विवाद और कानून व्यवस्था की समस्याओं जैसे पहलुओं सहित स्थानीय आंदोलन। इसके अलावा, कुछ विशिष्ट क्षेत्रों में जातीय हिंसा के परिणामस्वरूप कार्य स्थल पर लंबे समय तक रुकावटें आई हैं।
- संयंत्र स्थल तक उपकरण और ईंधन के सुचारू परिवहन के लिए रेलवे परिवहन प्रणाली की समय पर उपलब्धता और सड़क परिवहन प्रणाली की स्वस्थता/भार वहन क्षमता में देरी।
- राज्य की नीतियों में परिवर्तन अर्थात् संयंत्र निर्माण अवधि के दौरान बालू खनन, भूजल निकासी आदि के संबंध में।
- साइट पर स्टार्टअप पावर की समय पर उपलब्धता में समस्याएँ।
- बिजली निकासी प्रणाली को समय पर पूरा करने और संयंत्र में उत्पन्न पूरी बिजली को निकालने के लिए पारेषण प्रणाली की क्षमता में समस्याएँ।
- प्राकृतिक गैस की कमी
- बिजली परियोजनाओं को समय पर पूरा करने में देरी के कारण लागत में वृद्धि
- परियोजनाओं को पूरा करने के लिए बैंकों और वित्तीय संस्थानों से पर्याप्त वित्त की उपलब्धता में समस्याएँ जिसके कारण संयंत्र की लागत में अचानक परिवर्तन हुआ/वृद्धि हुई।
- शामिल विभिन्न कारणों/मुद्दों के लिए बीओपी उप-विक्रेताओं सहित मुख्य ठेकेदार और उप-विक्रेताओं का खराब प्रदर्शन।
- संविदात्मक विवादों के परिणामस्वरूप अनुबंध की समाप्ति और पुनः निविदा आदि के परिणामस्वरूप परियोजना में देरी हुई और लागत बढ़ गई।
- विशेष रूप से तटीय क्षेत्रों में भारी बारिश, चक्रवात आदि सहित प्राकृतिक आपदाएं और चरम मौसम की स्थिति।
- डीइस्काॅम के साथ दीर्घकालिक पीपीए पर हस्ताक्षर नहीं करना और परियोजना विकासकर्ता द्वारा पीपीए शर्तों को पूरा नहीं करना। कुछ मामलों में, बिजली संयंत्र से बिजली की बिक्री के लिए कोई पीपीए भी उपलब्ध नहीं है।
- संबंधित राज्य सरकारों से स्थापना के लिए सहमति, संचालन की सहमति (सीटीओ) की उपलब्धता में देरी।
- न्यायालय/एनजीटी/एनसीएलटी मामले।

नवीकरणीय ऊर्जा परियोजनाएँ

पवन परियोजनाएं: 2017 तक क्षमता वृद्धि फीड इन टैरिफ (एफआईटी) तंत्र के माध्यम से हुई थी। इसके बाद, टैरिफ व्यवस्था फीड-इन-टैरिफ (FIT) से बिडिंग रूट में स्थानांतरित हो गई, जिसने शुरू में परियोजनाओं की स्थापना को प्रभावित किया। इसके बाद, वर्ष 2020-21 और 2021-22 के दौरान COVID-19 महामारी के कारण पवन ऊर्जा परियोजनाओं की स्थापना में देरी हुई। उद्योग ने यह भी बताया कि महामारी के दौरान आपूर्ति श्रृंखला में व्यवधान और कुशल जनशक्ति की कमी हुई है। इसके अलावा, देश के विभिन्न हिस्सों में मानसून के मौसम के बाद महामारी का दूसरा उद्दाल आया, इसने पवन ऊर्जा क्षेत्र में परियोजनाओं और लक्ष्यों को पूरा करने में देरी की।

सौर परियोजनाएं: जीआईबी मुद्दे, अदालती मामलों आदि जैसे विभिन्न कारणों से इन परियोजनाओं में देरी हो रही है और एक बार इन मुद्दों का समाधान हो जाने के बाद इन्हें चालू किए जाने की संभावना है।

लघु हाइड्रो परियोजनाएं: लघु हाइड्रो परियोजनाओं का निर्माण शुरू होने के बाद चालू होने में आम तौर पर 4 से 5 साल लगते हैं। हालाँकि, अधिकांश एसएचपी परियोजनाएँ पहाड़ी और दूरदराज के क्षेत्रों में स्थित हैं और इन परियोजनाओं के लिए कम काम के मौसम, भूवैज्ञानिक आश्चर्य, रसद चुनौतियों, स्थानीय रूप से उपलब्ध कुशल जनशक्ति की कमी आदि जैसे कारणों से कमीशनिंग में और देरी हो सकती है।

2.6 निष्कर्ष

- 2017-22 की अवधि के दौरान, पारंपरिक स्रोतों से प्राप्त क्षमता वृद्धि 30,667.91 मेगावाट रही।
 - 2017-22 की अवधि के दौरान 31.03.2022 को बड़े जलविद्युत सहित आरई स्रोतों से क्षमता वृद्धि 54,779.15 मेगावाट हुई।
- 2017-22 की अवधि के दौरान परिकल्पित कोयला, जलविद्युत और परमाणु क्षमता वृद्धि में काफी कमी आई है, यह देरी प्रमुख रूप से कोविड-19 के परिणामस्वरूप हुई है।

राकेश गोयल, सचिव

[विज्ञापन-III/4/असा/110/2023-24]

अनुलग्नक 2.1

2017-22 के दौरान कमीशन किए गए पारंपरिक स्रोत से राज्य-वार क्षेत्र-वार क्षमता

(आंकड़े मेगावाट में)

क्र.स.	राज्य	केंद्र	राज्य	निजी	कुल
1	दिल्ली	0	0	0	0.00
2	हरियाणा	0	0	0	0.00
3	हिमाचल प्रदेश	0	0	0	0.00
4	जम्मू और कश्मीर	0	0	0	0.00
5	पंजाब	0	0	0	0.00
6	राजस्थान	0	2640	0	2460.00
7	उत्तर प्रदेश	2640	660	660	3960.00
8	उत्तराखंड	0	0	0	0.00
9	चंडीगढ़	0	0	0	0.00
	पूर्ण योग एनआर	2640	3300	660	6600.00
10	छत्तीसगढ़	1600	0	2200	3820.00
11	गुजरात	0	800	0	800.00

12	महाराष्ट्र	1320	0	960	2280.00
13	मध्य प्रदेश*	2920	1320	645	4885.00
14	गोवा	0	0	0	0.00
15	दमन और दीव	0	0	0	0.00
16	दादरा और नगर हवेली	0	0	0	0.00
	पूर्ण योग डब्लूआर	5840	2120	3825	11785.00
17	आंध्र प्रदेश	0	510	0	510.00
18	तेलंगाना	0	1970	0	1970.00
19	कर्नाटक	800	0	0	800.00
20	केरल	0	0	0	0.00
21	तमिल नाडु	1000	0	525	152.00
22	पुदुचेरी	0	0	0	0.00
	पूर्ण योग एसआर	1800	2480	525	4805.00
23	बिहार	3890	0	0	3890.00
24	झारखंड	0	0	0	0.00
25	उड़ीसा	1600	1320	0	2920.00
26	सिक्किम	0	0	0	0.00
27	पश्चिम बंगाल	0	0	312	312.00
	पूर्ण योग ईआर	5490	1320	312	7122.00
28	अरुणाचल प्रदेश	0	0	0	0.00
29	असम	250	105.91	0	355.91
30	मणिपुरी	0	0	0	0.00
31	मिजोरम	0	0	0	0.00
32	मेघालय	0	0	0	0.00
33	नगालैंड	0	0	0	0.00
34	त्रिपुरा	0	0	0	0.00
	पूर्ण योग एनईआर	250	105.91	0	355.91
35	अंडमान और निकोबार	0	0	0	0.00
36	लक्षद्वीप	0	0	0	0.00
	समग्र भारत का योग	15360	8395.91	5322	30667.91

*:निवारी टीपीपी, यूनिट-2 (45 मेगावाट) ने 20.03.17 को सीओडी हासिल कर लिया था लेकिन सीओडी के संबंध में सूचना जून'19 में प्राप्त हुई थी। इसलिए, अध्यक्ष, सीईए के अनुमोदन के बाद 06.06.2019 को परियोजना को क्षमता वृद्धि में ले लिया गया है।

अनुलग्नक 2.2

2017-22 के दौरान शुरू की गई पारंपरिक स्रोत परियोजनाओं की सूची

(आंकड़े मेगावाट में)

क्र.स.	परियोजना का नाम	प्रकार	राज्य	विकासकर्ता	
1	नवी नगर टीपीपी यू 2,3,4	कोयला	बिहार	एनटीपीसी और रेलवे का सं.उ.	750
2	सोलापुर एसटीपीपी यू 1-2	कोयला	महाराष्ट्र	एनटीपीसी	1320
3	बरौनी टीपीएस एक्स.यू8-9	कोयला	बिहार	एनटीपीसी	500
4	कुडगी एसटीपीपी पीएच-1 यू 3	कोयला	कर्नाटक	एनटीपीसी	800
5	मेजा एसटीपीपी यू 1-2	कोयला	उत्तर प्रदेश	एनटीपीसी और यूपीआरवीयू एनएल का संयुक्त उद्यम	1320
6	लारा टीपीपी यू 1-2	कोयला	छत्तीसगढ़	एनटीपीसी	1600
7	बोंगाईगांव टीपीपी यू3	कोयला	असम	एनटीपीसी	250
8	गदरवाड़ा टीपीपी यू 1-2	कोयला	मध्य प्रदेश	एनटीपीसी	1600
9	नवी नगर एसटीपीपी यू1-3	कोयला	बिहार	एनपीजीसीएल	1980
10	टांडा टीपीएस, स्टेज- II यू 5-6	कोयला	उत्तर प्रदेश	एनटीपीसी	1320
11	खरगोन एसटीपीपी यू1-2	कोयला	मध्य प्रदेश	एनटीपीसी	1320
12	नेवेली न्यू टीपीपी यू 1	कोयला	तमिल नाडु	एनएलसीआईएल	1000
13	दर्लीपल्ली एसटीपीपी यू 1	कोयला	उड़ीसा	एनटीपीसी	1600
14	बाड़ एसटीपीपी चरण-1 यूनिट-1	कोयला	बिहार	एनटीपीसी	660
पूर्ण योग (केंद्रीय क्षेत्र)					16020
राज्य क्षेत्र					
1	छाबरा एससीटीपीपी यूएस	कोयला	राजस्थान	आरआरवीयूएनएल	660
2	रायल सीमा टीपीपी यू6	कोयला	आंध्र प्रदेश	एपीजीईएनसीओ	600
3	श्री सिंघाजी टीपीपी (फेज-II) यू3-4	कोयला	मध्य प्रदेश	एमपीजीसीएल	1320
4	कोठागुडेम टीपीएस स्टेज-vii यू12	कोयला	तेलंगाना	टीएसजीईएनसीओ	800
5	छाबरा टीपीपी एक्स.यू6	कोयला	राजस्थान	आरआरवीयूएनएल	660
6	आईबी वैली टीपीपी यू3-4	कोयला	उड़ीसा	ओपीजीसीएल	1320
7	वानकबोरी टीपीएस यू8	कोयला	गुजरात	जीएसईसील	800
8	सुरतगढ़ एससीटीपीपी यू7-8	कोयला	राजस्थान	आरआरवीयूएनएल	1320

9	भाद्राद्री-टीपीपी यू-1-4	कोयला	तेलंगाना	मेसर्स टीएसजीईएनसीओ	1080
10	हरदुआगंज एक्सपी.11 टीपीपी	कोयला	उत्तर प्रदेश	मेसर्सयूपीआरवीयूएनएल	660
11	नामरुप सीसीजीटी-गैस	गैस	असम	मेसर्स एपीजीसीएल	36.15
पूर्ण योग (राज्य क्षेत्र)					9256.15
निजी क्षेत्र					
1	बिंजकोट टीपीपी यू1-2	कोयला	छत्तीसगढ़	एसकेएस पावर जेनरेशन (छत्तीसगढ़) लिमिटेड	600
2	नवापारा टीपीपीयू2	कोयला	छत्तीसगढ़	टीआरएन इनर्जी	300
3	नासिक टीपीपीपीएच--1यू3-5	कोयला	महाराष्ट्र	रतन इंडिया नासिक पावर लिमिटेड	810
4	बारा टीपीपी यू 3	कोयला	उत्तर प्रदेश	प्रयागराज पावर जेनरेशन कंपनी लिमिटेड	660
5	इंडिया पावर टीपीपी (हलदिया)	कोयला	वेस्ट बंगाल	इंडियन एनर्जी लिमिटेड (हलदिया)	300
6	उंचपिंडा टीपीपी यू3-4	कोयला	छत्तीसगढ़	आरकेएम पावर जेनरेशन प्राइवेट लिमिटेड	720
7	शिरपुर टीपीपी यू1	कोयला	महाराष्ट्र	शिरपुर पावर प्राइवेट लिमिटेड	150
8	अकलतारा (नरियारा)	कोयला	छत्तीसगढ़	के.एस.के.महानदी पावर कंपनी लिमिटेड	600
9	टुटिकोरिन टीपीपी एसटी-4	कोयला	तमिलनाडु	एसईपीएस	525
पूर्ण योग (निजी क्षेत्र)					4665
कुल (2017-21)					29941.15

2017-22 के दौरान जोड़े गए अतिरिक्त पारंपरिक स्रोत परियोजनाओं की सूची लेकिन एनईपी 2017-22 में परिकल्पित नहीं

क्र.स.	परियोजना का नाम / क्रियान्वयन एजेंसी	इंधन	क्षेत्र	क्षमता (मेगावाट)
1	महान टीपीपी यू2 /एस्सार पावर एमपी प्रा.लिमिटेड	कोयला	निजी	600
2	दिशेरगढ़ टीपीपी	कोयला	निजी	12
3	निवारी टीपीपी, यूनिट-2	कोयला	निजी	45*
4	लकवा रिप्लेसमेंट परियोजना यू1-7एपीजीसीएल	गैस	राज्य	69.76
	कुल			726.76

*: निवारी टीपीपी, यूनिट-2 (45 मेगावाट) ने 20.03.17 को कॉड हासिल कर लिया था लेकिन कॉड के संबंध में सूचना जून'19 में प्राप्त हुई थी। इसलिए, अध्यक्ष, सीईए के अनुमोदन के बाद 06.06.2019 को परियोजना को क्षमता वृद्धि में ले लिया गया है

शुरू किए गए बड़े जलविद्युत परियोजनाओं की सूची जिनकी परिकल्पना 2017-22 के दौरान की गई थी

(आंकड़े मेगावाट में)

क्र.स.	परियोजना का नाम	प्रकार	राज्य	विकासकर्ता	क्षमता
			केंद्रीय क्षेत्र		
1	टीयूइरिअल एचईपी यू1-2	जलविद्युत	मिजोरम	नीपको	60
2	किशन गंगा एचईपी यू1-3	जलविद्युत	जेएण्डके	एनएचपीसी	330
3	पारे यू1-2	जलविद्युत	अरुणाचल प्रदेश	नीपको	110
4	कामेंग हेप यू1-4	जलविद्युत	अरुणाचल प्रदेश	नीपको	600
पूर्ण योग (राज्य क्षेत्र)					
निजी क्षेत्र					
1	डीक्चु यू-1	जलविद्युत	सिक्किम	स्नेहा काइनेटिक पावर परियोजना प्रा. लिमिटेड	96
2	चंजू-आईयू3	जलविद्युत	हिमाचल प्रदेश	आईए एनर्जी	12
3	तशीदिंग U1-2	जलविद्युत	सिक्किम	स्नेहा काइनेटिक पावर परियोजना प्रा. लिमिटेड	97
4	सिंगोली भटवारी यू1-3	जलविद्युत	उत्तराखंड	एलएंडटी यूएचपीएल	99
5	रोंगनिचु यूनिट 1-2	जलविद्युत	सिक्किम	मध्य भारत पावर कारपोरेशन	113
6	बाजोली होली यूनिट 1,2,3	जलविद्युत	हिमाचल प्रदेश	जीएमआर	180
पूर्ण योग (निजी क्षेत्र)					597
कुल (2017-2022)					2038

2017-22 के दौरान जोड़ी गई अतिरिक्त बड़े जलविद्युत परियोजनाओं की सूची लेकिन एनईपी 2017-22 में परिकल्पित नहीं

क्र.स.	परियोजना का नाम/ क्रियान्वयन एजेंसी	इंधन	क्षेत्र	क्षमता (मेगावाट)
1	सोरंग यूनिट 1-2	जलविद्युत	निजी	100
	कुल			100

अनुलग्नक 2.3

(क) 2017-22 के दौरान परिकल्पित कोयला आधारित परियोजनाओं में कमी

क्र.स.	परियोजना का नाम/क्रियान्वयन एजेंसी	क्षेत्र	यूनिट सं.	क्षमता (मेगावाट)
	केंद्रीय क्षेत्र			
1	बीएआरएच एसटीपीपी-1/एनटीपीसी	सी	यू -2,3	2*660=1320
2	नार्थ करनपुरा टीपीपी/एनटीपीसी	सी	यू -1,2,3	3*660=1980
3	तेलंगाना पीएच-1/ एनटीपीसी	सी	यू -1,2	2*800=1600
4	घाटमपुर टीपीपी/एनएलसी जेवी	सी	यू- 1,2,3	3*660=1980
5	बरसिंगसर टीपीपी एक्स./एनएलसी	सी	यू -1	250
6	बिथनोक टीपीपी/एनएलसी	सी	यू -1	250
	कुल (केंद्रीय क्षेत्र)			7380
	राज्य क्षेत्र			
1	एन्नोर एक्स. एससीटीपीपी (लैंको)/ टैंजेडको	एस	यू-1	660
2	एन्नोर एससीटीपीपी / टैंजेडको	एस	यू-1,2	2*660=1320
3	यू पी पी यूआर एससीटीपीपी/टैंजेडको	एस	यू-1,2	2*800=1600
4	जवाहरपुर एसटीपीपी/यूपीआरवीयूएनएल	एस	यू-1,2	2*660=1320
5	ओबीआरए-सी एसटीपीपी/यूपीआरवीयूएनएल	एस	यू-1,2	2*660=1320
6	श्री दामोदरम टीपीएस एसटी-II	एस	यू-1	800
7	उत्तर चेन्नई टीपीपी एसटी-III	एस	यू-1	800
8	डॉ. नरला टाटा राव टीपीएस एसटी-वी	एस	यू-1	800
9	येलहंका सीसीपीपी-नैस	एस	जीटी+एसटी	370
	कुल (राज्य क्षेत्र)			8990
	निजी क्षेत्र			
1	थम्मिनापट्टनम टीपीपी चरण-II/ मीनाक्षी ऊर्जा प्रा. लिमिटेड	पी	यू-3,4	2*350=700
2	अकलतारा टीपीपी (नैयरा) / केएसके मेहंदी पावर कंपनी लि.	पी	यू-4	600
3	शिरपुर टीपीपी/ शिरपुर पावर प्राइवेट लिमि	पी	यू-2	150
4	इंडिया पावर टीपीपी / हल्दिया एनर्जी लिमि	पी	यू-3	150
5	उत्कल टीपीपी/इंडिया भारत	पी	यू-2	350
	कुल (निजी क्षेत्र)			1950
	कुल योग			18320

टिप्पणी: सी-केंद्रीय, एस-राज्य, पी-निजी

(ख) 2017-22 के दौरान परिकल्पित परमाणु आधारित परियोजनाओं में कमी

क्र.सं.	परियोजना का नाम	राज्य	इकाइयों की सं. X मेगावाट	क्षमता (मेगावाट)
1	काकरापार परमाणु बिजली संयंत्र	गुजरात	2X700	1400
2	राजस्थान परमाणु बिजली स्टेशन	राजस्थान	2X700	1400
3	पीएफवीआर	तमिलनाडु	1X500	500
	कुल (2017-22)			3300

(ग) 2017-22 के दौरान परिकल्पित जलविद्युत आधारित परियोजनाओं में कमी

क्र.सं.	परियोजना का नाम	राज्य	एजेंसी	इकाइयों की सं. X मेगावाट	क्षमता (मेगावाट)
	केंद्रीय क्षेत्र				
1	पार्वती एसटी. II	हिमाचल प्रदेश	एनएचपीसी	4x200	800
2	तपोवन विष्णुगढ़	उत्तराखंड	एनटीपीसी	4x130	520
3	टिहरी पीएसएस	उत्तराखंड	टीएचडीसी	4x250	1,000
4	विष्णुगढ़ पीपलकोटि	उत्तराखंड	टीएचडीसी	4x111	444
5	राममम - III	पश्चिम बंगाल	एनटीपीसी	3x40	120
	केंद्रीय क्षेत्र कुल				
	राज्य क्षेत्र				
1	इंदिरा सागर (पोलावरम एमपीपी)	आंध्र प्रदेश	एपीआईडी	12x80	960
2	2 शोंगटोंग करछम	हिमाचल प्रदेश	एचपीपीसीएल	3x150	450
3	यूएचएल-III	हिमाचल प्रदेश	बीवीपीसी	3x33.3	100
4	पल्लीवासल	केरला	केएसईबी	2x30	60
5	परनई परनई	जम्मू-कश्मीर	जेकेएसपीडीसी	3x12.5	37.5
6	लोअर कलनई	जम्मू-कश्मीर	जेकेएसपीडीसी	2x24	48
7	व्यासी	उत्तराखंड	यूजेवीएनएल	2x60	120
	राज्य क्षेत्र कुल				1775.5
	निजी क्षेत्र				
1	रंगित-II	सिक्किम	एसएचपीएल	2x33	66
2	फटा बायंग	उत्तराखंड	लैंको	2x38	76
	निजी क्षेत्र कुल				142
	कुल				4801.5

अनुलग्नक 2.4

वृद्धावस्था मानदंड के कारण सेवानिवृत्त परियोजनाओं की सूची

(सभी आंकड़े मेगावाट में)

क्र.सं.	यूटिलिटी का नाम	स्टेशन का नाम	यूनिट नं.	क्षमता (मेगावाट)
1	डीपीएल	डीपीएल टीपीएस	3,4,5	$1*70+2*75=220$
2	असेब	चंद्रपुर टीपीएस	1,2	$2*30=60$
3	जीएसईसीएल	सिक्का टीपीएस	1	120
4	जीएसईसीएल	यूकेआई टीपीएस	1,2	$2*120=240$
5	आईपीजीसीएल	राजघाट टीपीएस	1,2	$2*67.5=135$
6	यूपीआरवीयूएनएल	हरदुआगंज	5	60
7	यूपीआरवीयूएनएल	ओबरा टीपीएस	8	94
8	एनएलसी	नेवेली लिग्निटटीपीएस-I	1-9	$6*50+3*100=600$
9	टीएसपीजीसीएल	कोठाडुडेम टीपीएस	1-8	$4*60+4*120=720$
10	पीएसपीसीएल	जीएनडी (बठिंडा) टीपीएस	1,2	$4*50=200$
11	सीएसपीजीसीएल	डीएसपीएम कोरबा टीपीएस	1-4	$4*50=200$
12	यूपीआरवीयूएनएल	ओबरा टीपीएस	1,2	$1*40+1*50=90$
13	यूपीआरवीयूएनएल	पांकी टीपीएस	3,4	$2*105=210$
14	पीएसपीसीएल	रोपड़ टीपीएस	1	$2*210=420$
15	एमएसपीजीसीएल	कोराडी टीपीएस	5	200
16	पीवीयूएनएल	पतरातू टीपीएस	4,6,7,9,10	$1*40+1*90+1*105+2*110=455$
17	एनटीपीसी लि.	बदरपुर टीपीएस	1,2,3	$3*95=285$
18	डीवीसी	चंद्रपुर टीपीएस	2,3	$2*130=260$
	कुल			4589

नए पर्यावरणीय मानदंडों के कारण सेवानिवृत्त परियोजनाओं की सूची (एफजीडी स्थापना के लिए जगह के बिना थर्मल स्टेशन इकाइयां और 1/1/2022 तक => 25 वर्ष का लंबा समय प्राप्त करेंगी)

क्र.सं.	परियोजना का नाम	क्षेत्र	राज्य	रीजन	यूनिट नं.	कुल क्षमता (मेगावाट)
1	बोकारो 'बी' टीपीएस	केंद्रीय क्षेत्र	झारखंड	ईआर	1,2,3	$3*210=630$
2	तालचर (ओल्ड) टीपीएस	केंद्रीय क्षेत्र	ओडिशा	ईआर	1-6	$4*60+2*110=460$
3	बंदेल टीपीएस	राज्य क्षेत्र	पश्चिम बंगाल	ईआर	1,3,4	$3*60=180$
4	बदरपुर टीपीएस	केंद्रीय क्षेत्र	दिल्ली	एनआर	4,5	$2*210=420$
5	पानीपत टीपीएस	राज्य क्षेत्र	हरियाणा	एनआर	5	210

6	जीएनडी	राज्य क्षेत्र	पंजाब	एनआर	3,4	2*110=220
7	कोरबा-III	राज्य क्षेत्र	छत्तीसगढ़	डब्लू आर	1,21,2	2*120=240
8	सिक्का प्रतिनिधि टीपीएस	राज्य क्षेत्र	गुजरात	डब्लू आर	2	120
9	साबरमती	निजी क्षेत्र	गुजरात	डब्लू आर	15,16	2*30=60
10	मुजफ्फरपुर टीपीएस	केंद्रीय क्षेत्र	बिहार	ईआर	1,2	2*110=220
			कुल			2760

2017-22 के दौरान सेवानिवृत्त की सूची लेकिन NEP 2017-22 में सेवानिवृत्ति के लिए परिकल्पित नहीं

क्र.सं.	परियोजना का नाम	ईंधन	राज्य	यूनिट नं.	कुल क्षमता (मेगावाट)
1	दिशेंगढ़	कोयला	पश्चिम बंगाल	1,3,4,5	18 (1*3+3*5)
2	सीबपुर टीपीएस	कोयला	पश्चिम बंगाल	1,2,3,4	8.375 (3+1.5+1.875+2)
3	नामरूप सीसीपीपी	गैस	असम	1,4,5	55(1*20+1*11+1*24)
4	लकवा जीटी	गैस	असम	2,3,4	45 (3*15)
5	चिनाकुरी टीपीएस	कोयला	पश्चिम बंगाल	1,2,3	30 (3*10)
6	कच्छ	कोयला	गुजरात	1,2	140
7	बारामुरा	गैस	त्रिपुरा	1,2,3	16.5(2*5+1*6.5)
8	रोखिया	गैस	त्रिपुरा	1,2	16(2*8)
9	डी.पी.एल. टीपीएस	कोयला	पश्चिम बंगाल	6	110
10	परली टीपीएस	कोयला	महाराष्ट्र	4,5	420(2*210)
11	ट्रॉम्बे टीपीएस	कोयला	महाराष्ट्र	6	500
12	येलहंका डीजी	डीजल	कर्नाटक	1,2,3,4,5,6	127.92 (6*21.32)
13	बेसिन डीजी	डीजल	तमिलनाडु	1,2,3,4	200 (4*50)
14	भुसावल टीपीएस	कोयला	महाराष्ट्र	2	210 (1*210)
15	उतरन	गैस	गुजरात	1	144 (3*33+1*45)
16	कोराडी टीपीएस	कोयला	महाराष्ट्र	7	210
17	अदमतिला सीसीपीपी	गैस	असम	1,2,3	9(3*3)
18	बासखंडी	गैस	असम	1,2,3,4	15.5(3*3.5+1*5)
19	कोलाघाट टीपीएस	कोयला	पश्चिम बंगाल	1,2	420(2*210)
	कुल				2695.295

अनुलग्नक 2.5

उन परियोजनाओं की सूची जो वर्ष 2017-22 की अवधि के दौरान वृद्धावस्था मानदंड के कारण परिकल्पित के अनुसार सेवानिवृत्त नहीं हुई थीं

क्र.सं.	यूटिलिटी का नाम	स्टेशन का नाम	यूनिट नं.	क्षमता (मेगावाट)
1	टीएसपीजीसीएल	रामगुंडेम-बी टीपीएस	1	62.5
2	पीएसपीसीएल	रोपड़ टीपीएस	3,4	2*210=420
3	एमपीपीजीसीएल	सतपुरा टीपीएस	6,7,8,9	1*200+3*210=830
	कुल			1312.5

उन परियोजनाओं की सूची जिन्हें नए पर्यावरणीय मानदंडों के कारण 2017-22 की अवधि के दौरान परिकल्पित रूप में सेवानिवृत्त नहीं किया गया था

क्र. सं.	परियोजना का नाम	सेक्टर	राज्य	रीजन	यूनिट नं.	कुल क्षमता (मेगावाट)
1	बरौनी टीपीएस	राज्य क्षेत्र	बिहार	ईआर	6,7	2*105=210
2	परीछा टीपीएस	राज्य क्षेत्र	उत्तर प्रदेश	एनआर	1,2	2*110=220
3	तेनुघाट टीपीएस	राज्य क्षेत्र	झारखंड	ईआर	1,2	2*210=420
4	आईएनडी बड़थ टीपीपी	निजी क्षेत्र	ओडिशा	ईआर	1	350
5	टीटागढ़ टीपीएस	निजी क्षेत्र	पश्चिम बंगाल	ईआर	1-4	4*60=240
6	दुर्गापुर टीपीएस	केंद्रीय क्षेत्र	पश्चिम बंगाल	ईआर	4	210
7	बकेश्वर टीपीएस	राज्य क्षेत्र	पश्चिम बंगाल	ईआर	1-5	5*210=1050
8	बैंडेल टीपीएस	राज्य क्षेत्र	पश्चिम बंगाल	ईआर	2,5	1*60+1*210=270
9	रोपड़ टीपीएस	राज्य क्षेत्र	पंजाब	एनआर	5,6	2*210=420
10	कोटा टीपीएस	राज्य क्षेत्र	राजस्थान	एनआर	1-5	4*110=440
11	टांडा टीपीएस	केंद्रीय क्षेत्र	उत्तर प्रदेश	एनआर	1-4	105
12	हरदुआगंज टीपीएस	राज्य क्षेत्र	उत्तर प्रदेश	एनआर	7	6*210=1260
13	डॉ. एन.टाटा राबटीपीएस	राज्य क्षेत्र	आंध्र प्रदेश	एसआर	1-6	7*210+1*250=1720
14	रायचूर टीपीएस	राज्य क्षेत्र	कर्नाटक	एसआर	1-8	2*150=300
15	तूतीकोरिन (पी) टीपीपी	निजी क्षेत्र	तमिल नाडु	एसआर	1,2	2*210=420
16	नेवेली (एक्सटी)टीपीएस	केंद्रीय क्षेत्र	तमिल नाडु	एसआर	1,2	7*210=1470
17	नेवेली टीपीएस- II	केंद्रीय क्षेत्र	तमिल नाडु	एसआर	1-7	4*210=840
18	मेत्तूर टीपीएस	राज्य क्षेत्र	तमिल नाडु	एसआर	1-4	3*210=630
19	उत्तर चेन्नई टीपीएस	राज्य क्षेत्र	तमिल नाडु	एसआर	1-3	5*210=1050
20	तूतीकोरिन टीपीएस	राज्य क्षेत्र	तमिल नाडु	एसआर	1-5	5*210=1050
21	कोठागुंडेम टीपीएस	राज्य क्षेत्र	तेलंगाना	एसआर	9,10	2*250=500
22	कोरबा-पश्चिम टीपीएस	राज्य क्षेत्र	छत्तीसगढ़	डब्ल्यूआर	1-4	4*210=840
23	जीईपीएल टीपीपी	निजी क्षेत्र	महाराष्ट्र	डब्ल्यूआर	1,2	2*60=120
24	ओबरा टीपीएस	राज्य क्षेत्र	उत्तर प्रदेश	एनआर	7	94
	कुल					14029

अध्याय 3 ऊर्जा दक्षता और संरक्षण

3.0 पृष्ठभूमि

भारत जलवायु परिवर्तन की वैश्विक चुनौती को संबोधित करने में सबसे आगे खड़ा है और वर्ष 2005 के स्तरों के मुकाबले 2030 में उत्सर्जन की तीव्रता को 45% तक कम करने के लिए एक महत्वाकांक्षी राष्ट्रीय स्तर पर निर्धारित योगदान (एनडीसी) (प्रस्तावित) के लिए प्रतिबद्ध है। संयुक्त राष्ट्र फ्रेमवर्क कन्वेंशन ऑन क्लाइमेट चेंज (यूएनएफसीसीसी) को प्रस्तुत अपनी तीसरी द्विवार्षिक अद्यतन रिपोर्ट (बीयूआर 3) में, इस बात पर प्रकाश डाला गया है कि भारत ने सक्रिय रूप से शमन और अनुकूलन गतिविधियों को आगे बढ़ाया है और 2005-2016 की अवधि में सकल घरेलू उत्पाद की उत्सर्जन तीव्रता में 24% की कमी हासिल की है। भारत 2020 तक अपनी घोषित स्वैच्छिक शमन कार्रवाई (एनडीसी) को पूरा करने के लिए ट्रैक पर बहुत कम देशों में से एक है। प्रस्तावित एनडीसी के अनुसार, भारत प्रौद्योगिकी के हस्तांतरण और ग्रीन क्लाइमेट फंड (जीसीएफ) सहित कम लागत वाले अंतरराष्ट्रीय वित्त की मदद से, 2030 तक 50% गैर-जीवाश्म ईंधन से उत्पन्न बिजली क्षमता हासिल करने के लिए प्रतिबद्ध है। तीसरी एनडीसी प्रतिबद्धता के अन्तर्गत, भारत 2030 तक अतिरिक्त वन और वृक्ष आवरण के माध्यम से, 2.5 से 3 बिलियन टन कार्बन डाइऑक्साइड के बराबर अतिरिक्त कार्बन सिंक बनाने के लिये प्रतिबद्ध है।

ऊर्जा दक्षता का सीधा सा अर्थ है एक ही कार्य को करने के लिए कम ऊर्जा का उपयोग करना - अर्थात् ऊर्जा की बर्बादी को समाप्त करना। ऊर्जा दक्षता कई तरह के लाभ लाती है: ग्रीनहाउस गैस उत्सर्जन को कम करना, ऊर्जा आयात की मांग को कम करना, और घरेलू और अर्थव्यवस्था-व्यापी स्तर पर हमारी लागत को कम करना। हालांकि अक्षय ऊर्जा प्रौद्योगिकियां भी इन उद्देश्यों को पूरा करने में मदद करती हैं, ऊर्जा दक्षता में सुधार सबसे सुलभ विकल्प है - और अक्सर जीवाश्म ईंधन के उपयोग को कम करने का सबसे तात्कालिक तरीका है। अर्थव्यवस्था के हर क्षेत्र, जैसे कि भवन, परिवहन, उद्योग या ऊर्जा उत्पादन, में दक्षता में सुधार के असीम अवसर हैं।

3.1 ऊर्जा संरक्षण अधिनियम और ऊर्जा दक्षता ब्यूरो का गठन

भारत सरकार ने ऊर्जा संरक्षण (ईसी) अधिनियम, 2001 के प्रावधानों के तहत 1 मार्च 2002 को ऊर्जा दक्षता ब्यूरो (बीईई) की स्थापना की। एक अर्ध-नियामक और नीति सलाहकार निकाय के रूप में, ब्यूरो उन नीतियों और रणनीतियों को विकसित करने में मदद करता है, जो अर्थव्यवस्था की ऊर्जा तीव्रता को कम करने के प्राथमिक उद्देश्य को प्राप्त करने के लिए, स्व-विनियमन और बाजार सिद्धांतों पर जोर देती हैं। ईसी अधिनियम, राज्य स्तरीय सरकारों को अधिकार देता है, कि वे बीईई के परामर्श से, अपनी संबंधित राज्य नामित एजेंसियों (एसडीए) के माध्यम से ऊर्जा के कुशल उपयोग को सुविधाजनक बना सके और लागू भी कर सकें। यह अधिनियम, केंद्र सरकार को, ऊर्जा प्रदर्शन मानकों को निर्दिष्ट करने का अधिकार भी देता है।

यह अधिनियम मार्च, 2002 में लागू हुआ। ईसी अधिनियम, 2001 के व्यापक उद्देश्य हैं:

- विनियमन, भागीदारी और लागत प्रभावी उपायों के माध्यम से ऊर्जा दक्षता और संरक्षण को तेजी से अपनाने को बढ़ावा देना
- ऊर्जा दक्षता पहल में राज्यों और अन्य हितधारकों को शामिल करना
- ऊर्जा कुशल उत्पादों, प्रौद्योगिकियों और पेशेवरों की मांग के लिए एक स्थायी वातावरण बनाना
- ऊर्जा आपूर्ति और खपत

ऊर्जा संरक्षण (संशोधन) अधिनियम, 2022 के अंतर्गत निम्नलिखित संशोधन करने का उद्देश्य है -

1. ऊर्जा और फीडस्टॉक के लिए ग्रीन हाइड्रोजन सहित गैर-जीवाश्म स्रोतों के उपयोग को अनिवार्य करने के लिए कानूनी ढांचा:

भारतीय अर्थव्यवस्था के डीकार्बोनाइजेशन के लिए, गैर-जीवाश्म ऊर्जा स्रोतों और गैर-जीवाश्म फीडस्टॉक को बढ़ावा देना आवश्यक है। भारत सरकार ग्रीन हाइड्रोजन को बढ़ावा देने के लिए ग्रीन हाइड्रोजन मिशन लागू कर रही है। इस उद्देश्य को पूरा करने के लिए, ग्रीन हाइड्रोजन/ग्रीन अमोनिया, बायोमास, इथेनॉल सहित गैर-जीवाश्म स्रोतों/फीडस्टॉक की न्यूनतम खपत को निर्धारित करने के लिए कानूनी प्रावधान होना आवश्यक माना गया है।

2. कार्बन मार्केट्स के लिए फ्रेमवर्क:

कार्बन सघन गतिविधियों के कारण, जलवायु परिवर्तन पूरे इको-सिस्टम की स्थिरता के लिए एक चुनौती बन गया है। वैश्विक स्तर पर, कार्बन बाजार ग्रीन-हाउस गैस उत्सर्जन को कम करने में सफल रहे हैं। निजी क्षेत्र की भागीदारी को सुविधाजनक बनाने के लिए कार्बन ट्रेडिंग मैकेनिज्म का प्रस्ताव किया जा रहा है जिससे उत्सर्जन को कम करने की आर्थिक लागत कम हो सके

3. बड़े आवासीय भवनों को ऊर्जा संरक्षण व्यवस्था के दायरे में लाना:

आवासीय भवन भारत में कुल बिजली का लगभग 24% उपभोग करते हैं और यह क्षेत्र, 2030 तक लगभग 3 बिलियन वर्ग मीटर की अनुमानित बढ़त के साथ, अगले दो दशकों के दौरान, असाधारण वृद्धि के लिए तैयार है। एयर कंडीशनर और अन्य उपकरणों के बढ़ते उपयोग के कारण भवन निर्माण क्षेत्र में बिजली की मांग कई गुना बढ़ जाएगी और यह बिजली की खपत करने वाले सबसे बड़े क्षेत्रों में से एक बन सकता है। संशोधन में 100 किलोवाट या 120 केवीए से अधिक कनेक्टेड लोड वाले बड़े आवासीय भवनों को शामिल करने के लिए, भवन के दायरे का विस्तार करने का प्रस्ताव शामिल है।

4. ऊर्जा संरक्षण भवन कोड (ईसीबीसी) का दायरा बढ़ाना:

अक्षय ऊर्जा और टिकाऊ भवन अवधारणा को शामिल करने के लिए "ऊर्जा संरक्षण भवन कोड (ईसीबीसी)" का दायरा बढ़ाया गया है। इसका नाम बदलकर एनर्जी कंजर्वेशन एंड सस्टेनेबल बिल्डिंग कोड (ईसीएसबीसी) रखा जाएगा।

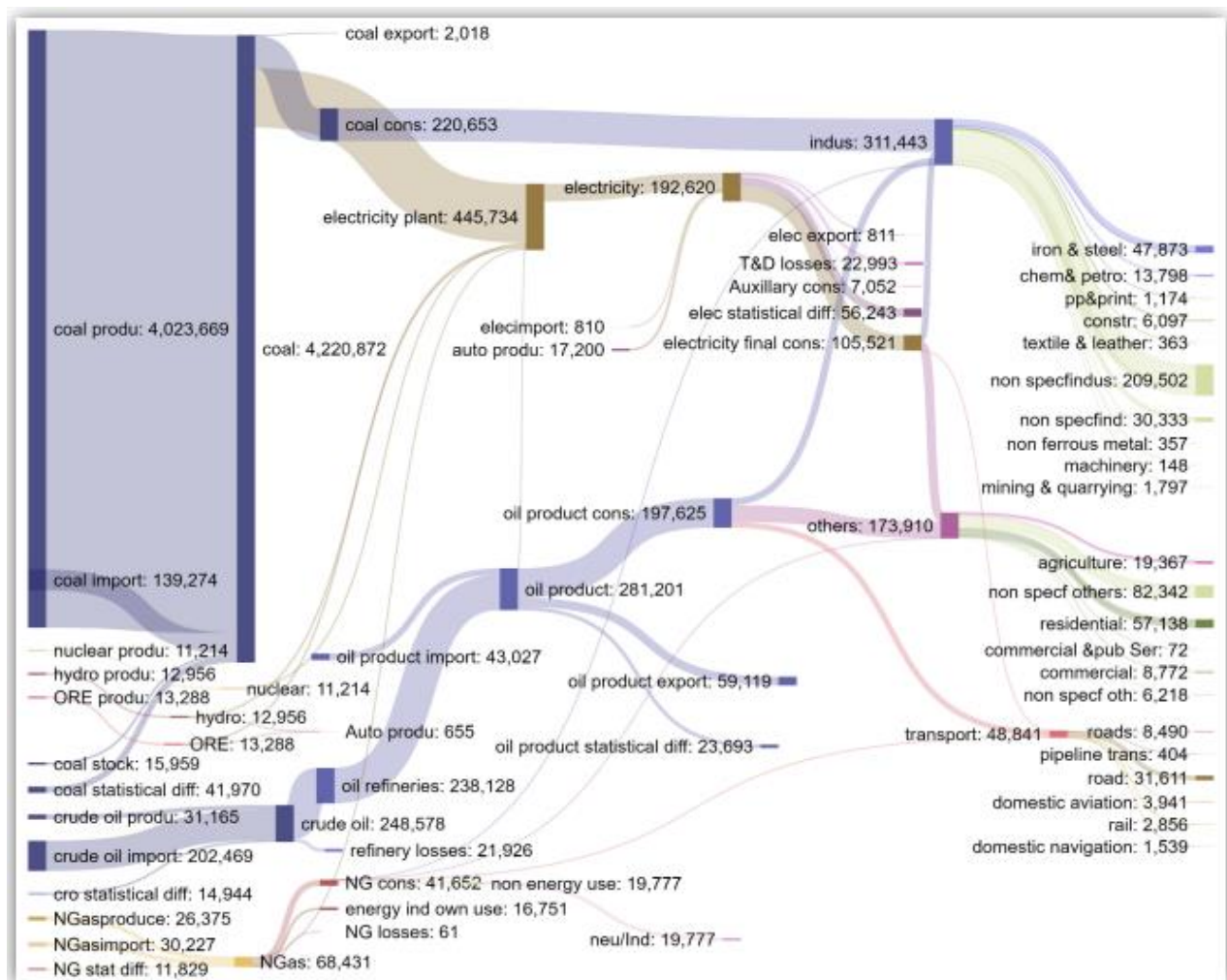
5. जुमनि के प्रावधानों में संशोधन:

जुमनि के प्रावधानों को कार्यान्वयन क्षेत्रों जैसे उपकरणों, उद्योगों, वाहनों आदि के आधार पर अलग-अलग किया जाएगा।

6. सुचारु प्रवर्तन प्रक्रिया के लिए राज्य विद्युत नियामक आयोगों को शक्तियाँ, आदि शामिल हैं।

प्रदर्शनी 3.1

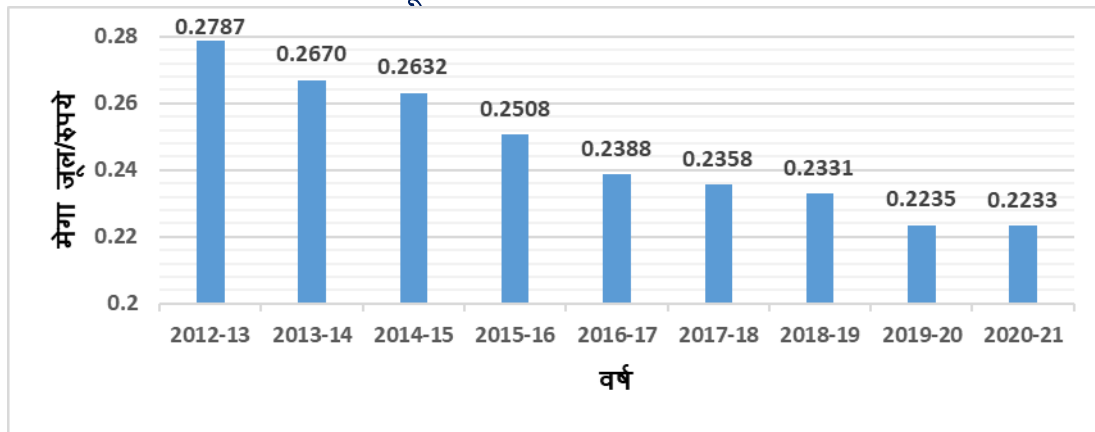
सएनकी डाइग्राम भारत का समग्र ऊर्जा संतुलन 2019-20(पी) के-टओई में



3.2 ऊर्जा दक्षता उपायों और उपलब्धियों का आकलन

देश की ऊर्जा तीव्रता 2011-12 में 0.2747 मेगा जूल प्रति आईएनआर से घटकर 2020-21(पी) में 0.2233 मेगा जूल प्रति आईएनआर हो गई है।

प्रदर्शनी 3.2
मेगा जूल/रुपये में भारत की ऊर्जा तीव्रता



स्रोत: ऊर्जा सांख्यिकी, 2021- (एमओएसपीआई)

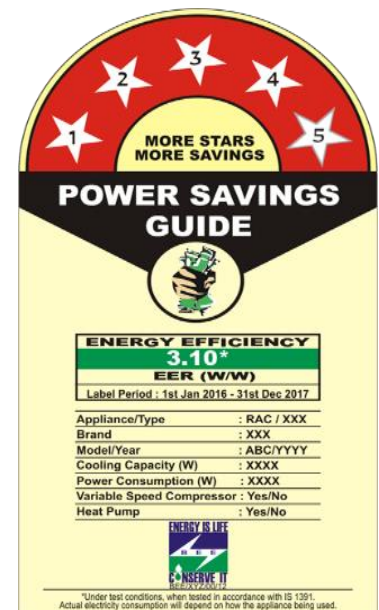
3.3 ऊर्जा दक्षता प्रस्ताव

- भारत ने जलवायु परिवर्तन के वैश्विक मुद्दे को संबोधित करने की दिशा में ऊर्जा दक्षता और संरक्षण को बढ़ावा देने में नेतृत्व की भूमिका ग्रहण की है। भारत सरकार ने सीओ2 उत्सर्जन में न्यूनतम वृद्धि सुनिश्चित करते हुए, अपने नागरिकों की ऊर्जा मांग को पूरा करने के लिए दोतरफा दृष्टिकोण अपनाया है, ताकि वैश्विक उत्सर्जन से इकोसिस्टम को अपरिवर्तनीय क्षति न हो।
- उत्पादन क्षेत्र मध्य में, सरकार मुख्य रूप से, सौर और पवन के माध्यम से, ऊर्जा मिश्रण में नवीकरणीय के अधिक से अधिक उपयोग को बढ़ावा दे रही है और साथ ही कोयला आधारित बिजली संयंत्रों के लिए अल्ट्रा सुपरक्रिटिकल और सुपरक्रिटिकल प्रौद्योगिकियों की ओर बढ़ रही है।
- मांग क्षेत्र मध्य में, सरकार ने ऊर्जा संरक्षण अधिनियम 2001 (ईसी अधिनियम) के समग्र दायरे के तहत, दक्षता में सुधार लाने के उद्देश्य से स्विस स्वस्थ विभिन्न योजनाएं/कार्यक्रम शुरू किए हैं।

भारत सरकार की ऊर्जा दक्षता पहल इस प्रकार है:

3.3.1 उपकरण क्षेत्र में ऊर्जा दक्षता- मानक और लेबलिंग कार्यक्रम:

- यह योजना मानकों के विनियमन और सूचनात्मक अभियानों के माध्यम से जागरूकता बढ़ाने के द्वारा एयर कंडीशनर, रेफ्रिजरेटर, टेलीविजन, गीजर इत्यादि जैसे अधिक कुशल उपकरणों के उपयोग के माध्यम से नागरिकों के स्तर पर ऊर्जा दक्षता को बढ़ावा देती है। यह योजना, उपभोक्ताओं को व्यावसायिक रूप से बेचे जा रहे लेबल वाले उपकरणों/साधनों की ऊर्जा और लागत बचत क्षमता के बारे में एक सूचित विकल्प प्रदान करने के मुख्य उद्देश्य के साथ शुरू किया गया था। इस योजना में उपकरणों/साधनों के लिए न्यूनतम ऊर्जा प्रदर्शन मानदंड निर्धारित करना शामिल है जिसके अंतर्गत उपकरणों को ऊर्जा प्रदर्शन के लिए 1 से 5 के पैमाने पर रेटिंग दी जाए, जिसमें 5 सितारा सबसे अधिक ऊर्जा कुशल है। ऊर्जा दक्षता में सुधार और उपकरणों या साधनों की संबद्ध ऊर्जा लागत को कम करने के लिए, ऊर्जा लेबलिंग सबसे अधिक लागत प्रभावी नीति उपकरण है। जनवरी 2023 तक, कार्यक्रम में 30 उपकरण



शामिल हैं, जिनमें से 11 उपकरण अनिवार्य ब्यस्था के तहत हैं, जबकि शेष 19 उपकरण स्वैच्छिक ब्यस्था के तहत हैं। राष्ट्रीय ऊर्जा संरक्षण दिवस -2022 के अवसर पर हाल ही में जोड़े गए 2 उपकरणों अर्थात् बैटरी और टायर को लॉन्च किया गया है।

- प्रारंभ में उपकरणों को स्वैच्छिक ब्यस्था के तहत कवर किया जाता है और फिर मानकों को धीरे-धीरे बढ़ाए जाने के बाद अनिवार्य ब्यस्था के तहत शामिल किया जाता है। इस संक्रमण के लिए बीईई द्वारा अपनाई गई प्रक्रिया को नीचे तालिका 3.1 में साझा किया गया है:

तालिका 3.1

क्र.स.	अनिवार्य उपकरण	क्र.स.	स्वैच्छिक उपकरण
1.	रूम एयर कंडीशनर	1.	इंडक्शन मोटर्स
2.	फ्रॉस्ट फ्री रेफ्रिजरेटर	2.	कृषि पंप सेट
3.	ट्यूबलर फ्लोरोसेंट लैंप	3.	एलपीजी-स्टोव
4.	वितरण ट्रांसफार्मर	4.	वाशिंग मशीन
5.	रूम एयर कंडीशनर	5.	कंप्यूटर (नोटबुक/लैपटॉप)
6.	डायरेक्ट कूल रेफ्रिजरेटर	6.	बलास्ट (इलेक्ट्रॉनिक/चुंबकीय)
7.	रंगीन टीवी	7.	कार्यालय उपकरण (प्रिंटर, कॉपियर, स्कैनर, बहुआयामी प्रदर्शन)
8.	इलेक्ट्रिक गीजर	8.	डीजल इंजन चालित मोनो-सेट पंप, सबमर्सिबल और ओपन वेल
9.	परिवर्तनीय क्षमता इन्वर्टर एयर कंडीशनर	9.	सॉलिड स्टेट इन्वर्टर
10.	एलईडी लैंप	10.	डीजी सेट
11.	छत के पंखे	11.	चिलर्स
		12.	माइक्रोवेव ओवन
		13.	सौर्य जल तापक
		14.	डीप फ्रीजर
		15.	लाइट कामर्शियल एयर कंडीशनर (एल सीएसी)
		16.	हवा कंप्रेसर
		17.	अल्ट्रा-हाई डेफ्रिनीशन टेलीविजन
		18.	ली-आयन ट्रैक्शन बैटरी और सिस्टम
		19.	टायर

3.3.2 औद्योगिक दक्षता अपनाने के दायरे का विस्तार

उन्नत ऊर्जा दक्षता के लिए राष्ट्रीय मिशन (एनएमईईई)

- नेशनल मिशन फॉर एनहांस्ड एनर्जी एफिशिएंसी (एनएमईईईई), जलवायु परिवर्तन पर राष्ट्रीय कार्य योजना (एनएपीसीसी) के तहत, आठ राष्ट्रीय मिशनों में से एक है, जिसे भारत सरकार द्वारा जून 2008 में जारी किया गया था।

- एनएमईईई के तहत प्रमुख योजनाओं में से एक एक तंत्र प्रदर्शन, उपलब्धि और व्यापार (पीएटी) योजना है, जिसे ऊर्जा गहन उद्योगों में उत्सर्जन में कमी लाने के लिए डिज़ाइन किया गया है और इसे विशिष्ट ऊर्जा खपत (एसईसी) में कमी लाने की अवधारणा पर डिज़ाइन किया गया है।



- वर्ष 2015 में पूर्ण हुए पीएटी साइकल-I के कार्यान्वयन से 8.67 मिलियन टन तेल समतुल्य (एमटीओई) की ऊर्जा बचत हुई है जो अधिसूचित लक्ष्यों से लगभग 30% अधिक है। यह ऊर्जा बचत लगभग 31 मिलियन टन सीओ₂ उत्सर्जन पर रोक लगाने के समान है। इस ऊर्जा बचत को पावर एक्सचेंजों में व्यापार योग्य ऊर्जा बचत प्रमाणपत्र (ईएससीटीई) में परिवर्तित कर दिया गया है। ऊर्जा मंत्रालय ने 306 औद्योगिक इकाइयों को अतिरिक्त ऊर्जा बचत के लिए लगभग 38.25 लाख ईएससीटी जारी किए थे और 110 औद्योगिक इकाइयां ऊर्जा बचत लक्ष्यों में हुई कमी को पूरा करने के लिए, लगभग 14.25 लाख ईएससीटी खरीदने की हकदार हैं। कारोबार किए गए ईएससीटी की कुल मात्रा लगभग 12.98 लाख है, जिसके परिणामस्वरूप 17 साप्ताहिक व्यापारिक सत्रों के दौरान लगभग 100 करोड़ रुपये का कारोबार हुआ।
- इसके बाद, पीएटी (2016-19) का दूसरा चक्र मार्च, 2016 में अधिसूचित किया गया, जिसमें 11 क्षेत्रों के 621 नामित उपभोक्ताओं (डीसी) को शामिल किया गया, जिसमें आठ मौजूदा क्षेत्र और तीन नए क्षेत्र, अर्थात् रेलवे, रिफाइनरी और डिस्कॉम, शामिल हैं।
पीएटी चक्र-II 31 मार्च 2019 को समाप्त हो गया है, जिसमें 11 क्षेत्रों के 621 नामित उपभोक्ताओं (डीसी) ने 14.08 एमटीओई की कुल ऊर्जा बचत हासिल की है, जो 11.28 एमटीओई के अधिसूचित लक्ष्य से लगभग 16% अधिक है। कुल 57.38 लाख में से 349 औद्योगिक इकाइयों को ईएससीटी जारी किए गए और 193 औद्योगिक इकाइयां 36.68 लाख ईएससीटी प्रमाणपत्र खरीदने की हकदार हैं।
- चूंकि पीएटी योजना को रोलिंग साइकिल के आधार पर लागू किया जा रहा है यानी हर साल नए क्षेत्रों को शामिल किया जाता है, इसलिए पीएटी साइकिल-III को 1 अप्रैल, 2017 से अधिसूचित किया गया था। पीएटी योजना अपने तीसरे साइकिल में 1.06 एमटीओई के समग्र ऊर्जा बचत लक्ष्य को प्राप्त करने का प्रयास करती है जिसके लिए छह ऊर्जा गहन क्षेत्रों से 116 औद्योगिक इकाइयों को एसईसी कटौती लक्ष्य सौंपे गए हैं। इसके बाद, 1 अप्रैल 2018 से पीएटी साइकिल-IV शुरू हो गया है जिसमें मौजूदा क्षेत्रों और दो नए क्षेत्रों, यानी पेट्रोकेमिकल्स और वाणिज्यिक भवनों (होटल), से 109 इकाइयों को अधिसूचित किया गया है।
- पीएटी साइकिल-V 1 अप्रैल 2019 से शुरू हो गया है। पीएटी साइकिल-V के तहत, PAT के मौजूदा क्षेत्रों अर्थात् एल्युमिनियम, सीमेंट, क्लोर-क्षार, वाणिज्यिक भवन (होटल), लोहा और इस्पात, लुगदी और कागज, टेक्सटाइल और थर्मल पावर प्लांट से 110 इकाइयाँ को अधिसूचित कर दिया गया है। इन डीसी की कुल ऊर्जा खपत 15.244 मिलियन टीओई है और पीएटी साइकिल-V के कार्यान्वयन के माध्यम से कुल 0.5130 मिलियन टीओई की ऊर्जा बचत प्राप्त होने की उम्मीद है।

- पीएटी साइकिल VI के तहत वित्त वर्ष 2019-2020 के दौरान पीएटी योजना के तहत 117 नई इकाइयों को उनकी विशिष्ट ऊर्जा खपत को 'डीपनिंग & वाइडनिंग' के द्वारा कम करने का लक्ष्य दिया गया है। ये लक्ष्य पीएटी साइकिल VI के तहत अप्रैल, 2020 से अनुपालन के लिए प्रभावी हैं। पीएटी साइकिल VI की शुरुआत के अनुसार, पीएटी योजना के तहत, 13 ऊर्जा गहन क्षेत्रों से कुल 1073 औद्योगिक और वाणिज्यिक इकाइयां शामिल हैं।
- पीएटी योजना के तहत 2022-2025 की अवधि के लिए 198 नामित उपभोक्ताओं को अधिसूचित किया गया है। बीईई ने 2022-23 से 2024-2025 तक के लिये पीएटी चक्र-VII अधिसूचित किया है, जिसमें 9 क्षेत्रों के 707 नामित उपभोक्ताओं को 8.485 एमटीओई के कुल ऊर्जा खपत में कमी के लक्ष्य के साथ अधिसूचित किया गया है। पेट्रोकेमिकल क्षेत्र में पीएटी योजना के विस्तार के लिए, ऊर्जा दक्षता ब्यूरो के परामर्श से, केंद्र सरकार ने एस.ओ. 394 (ई) अधिनियम का संशोधन किया है और पेट्रोकेमिकल निर्माण इकाइयों के लिए न्यूनतम वार्षिक ऊर्जा खपत को अधिसूचित किया है। पीएटी योजना के विस्तार के तहत अन्वेषण सहित पांच नए क्षेत्रों जैसे सिरमिक, ग्लास, ज़िंक, कॉपर और खानों को जोड़ा गया है। पीएटी योजना को लागू करने के परिणामस्वरूप, यह अनुमान लगाया गया है कि सालाना 100 मिलियन टन उत्सर्जन में कमी के साथ लगभग 23 एमटीओई ईंधन की बचत होगी।
- "राष्ट्रीय ऊर्जा दक्षता के लिए सतत और समग्र दृष्टिकोण का रोडमैप" (रोशनी) नामक एक पुस्तिका 14 मई 2019 को सचिव (विद्युत) द्वारा लॉन्च की गई थी जो कि संशोधित एनएमईईई मिशन पर आधारित है। यह 2030 तक एक विस्तृत कार्य योजना है। एनडीसी के तहत संशोधित लक्ष्यों के साथ पूर्ववर्ती एनएमईईई के उद्देश्यों को संरेखित करने के लिए, मिशन को संशोधित किया गया है और मिशन का नया शीर्षक "राष्ट्रीय ऊर्जा दक्षता के सतत और समग्र दृष्टिकोण के रोडमैप(रोशनी)" रखा गया है। मिशन रोशनी का अब एक पहले से व्यापक विजन है और अर्थव्यवस्था के प्रमुख क्षेत्रों में ऊर्जा दक्षता के सभी संभावित क्षेत्रों को ध्यान में रखता है, नीति में मैक्रो स्तर को कवर करता है और संबंधित योजनाओं को आगे चित्रित करता है। संशोधित मिशन में बीईई की सभी मौजूदा गतिविधियाँ शामिल हैं जिनसे ऊर्जा दक्षता बढ़ाने और परिणामी सीओ₂ शमन में महत्वपूर्ण योगदान मिला है। इसके अतिरिक्त ~~समग्र~~ संशोधित मिशन में भविष्य में प्रस्तावित गतिविधियाँ भी शामिल की गयी हैं, जिनमें से कुछ की पहचान की गई है और अन्य जिनकी आवश्यकता है। मिशन रोशनी स्पष्ट रूप से उन रणनीतियों को रेखांकित करता है जिन्हें पेरिस समझौते के तहत भारत की राष्ट्रीय स्तर पर निर्धारित योगदान प्रतिबद्धताओं को प्राप्त करने के लिए अपनाने की आवश्यकता है।

2021 में यूके के ग्लासगो में आयोजित सीओपी 26 के दौरान, पंचामृत में से का एक भाग यह था कि "2030 तक, भारत अपनी अर्थव्यवस्था की कार्बन तीव्रता को 45 प्रतिशत से कम कर देगा"। उत्सर्जन-तीव्रता में कमी के 45% लक्ष्य को प्राप्त करने के लिए, प्रारंभिक विश्लेषण से संकेत मिलता है कि 2030 तक पूर्ण उत्सर्जन को 4584 एमटीसीओ₂ई के आसपास सीमित करने की आवश्यकता है। इसका मतलब है कि हमारी संशोधित एनडीसी प्रतिबद्धता को सफलतापूर्वक पूरा करने के लिए, अर्थव्यवस्था में के समग्र उत्सर्जन को 3753 एमटीसीओ₂ई की मात्रा से (2005 के आधारभूत परिदृश्य मस् की तुलना में) कम करना होगा।

ऊर्जा दक्षता डोमेन के तहत, 2030 लक्ष्यों को प्राप्त करने के लिए, क्षेत्रीय ब्रेक-अप नीचे दिया गया है:

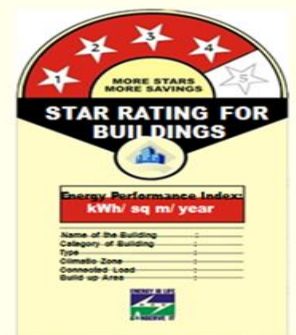
ऊर्जा उत्सर्जन	45% ईआई कमी के लिए (एमटीसीओ ₂ ई में)
कृषि	33
व्यावसायिक	75
घरेलू	116*
म्युनिसिपल	17
औद्योगिक (एमएसएमई सहित)	312
परिवहन	187
टीपीपी रूपांतरण घाटा	(86)
एटी एंड सी नुकसान	-
कुल	740

* घरेलू क्षेत्र में उत्सर्जन में कमी कुशल उपकरणों के योगदान के कारण है।

मुख्य क्षेत्र जो इस संबंध में योगदान देंगे, वे उद्योग, परिवहन और भवन हैं जो 2005 के स्तर से 45% प्राप्त करने के लिए 740 एमटीसीओ2ई की अनुमानित उत्सर्जन कमी का 90% साक्षात् करते हैं।

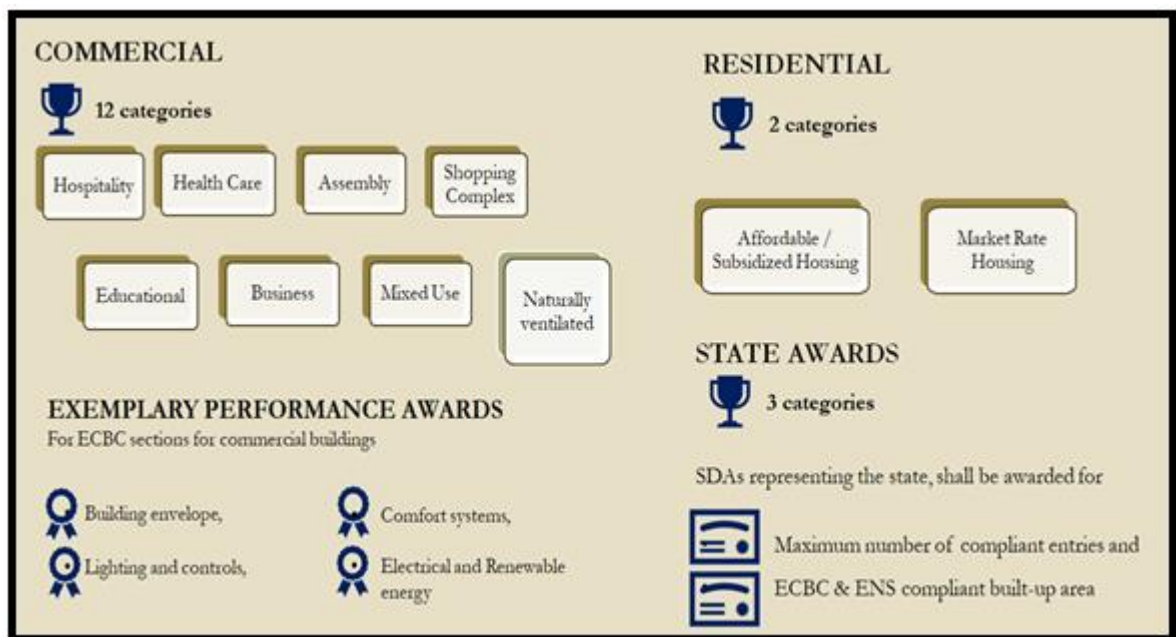
3.3.3 ऊर्जा संरक्षण भवन कोड (ईसीबीसी)

- बीईई का ऊर्जा संरक्षण भवन कोड (ईसीबीसी) 100 किलोवाट के कनेक्टेड लोड या 120 केवीए और उससे अधिक की अनुबंध मांग वाले वाणिज्यिक भवनों के लिए न्यूनतम ऊर्जा प्रदर्शन मानकों को निर्धारित करता है। जहाँ ईसी अधिनियम केंद्र सरकार को अधीकृत करता है, राज्य सरकारों के पास स्थानीय या क्षेत्रीय आवश्यकताओं के अनुरूप कोड को संशोधित करने और उन्हें अधिसूचित करने की क्षमता है।
- जून 2017 में, बीईई ने ईसीबीसी के अद्यतन संस्करण को रोल आउट किया जो भवन निर्माण तकनीकी को वर्तमान और भविष्य में प्रगति देगा जिससे भवन ऊर्जा खपत और कम होगी एवम लो कार्बन विकास को बढ़ावा मिलेगा। ईसीबीसी 2017 निष्क्रिय डिजाइन रणनीतियों के समावेश के साथ भवन डिजाइन में नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों को एकीकृत करने के लिए बिल्डरों, डिजाइनरों और वास्तुकारों के लिए मानदंड निर्धारित करता है। कोड का उद्देश्य रहने वालों के लिए आराम के स्तर के साथ ऊर्जा बचत को भी अनुकूलित करना है, और वाणिज्यिक भवनों में ऊर्जा तटस्थता प्राप्त करने के लिए लाइफ-साइकिल लागत प्रभावशीलता को प्राथमिकता देना है।
- जनवरी 2022 तक, 23 राज्यों और केंद्र शासित प्रदेशों नामतः अंडमान और निकोबार, आंध्र प्रदेश, असम, अरुणाचल प्रदेश, गोवा, हरियाणा, हिमाचल प्रदेश, झारखंड, कर्नाटक, केरल, मध्य प्रदेश, मिजोरम, ओडिशा, पंजाब, पुडुचेरी, राजस्थान, सिक्किम, तेलंगाना, त्रिपुरा, तमिलनाडु, उत्तराखंड, उत्तर प्रदेश और पश्चिम बंगाल ने अपने-अपने राज्यों में कार्यान्वयन के लिए ईसीबीसी को अधिसूचित किया है। इसके अलावा, उपरोक्त 23 राज्यों और केंद्र शासित प्रदेशों में, 11 राज्यों नामतः अंडमान और निकोबार द्वीप समूह, आंध्र प्रदेश, कर्नाटक, केरल, तेलंगाना, पंजाब, उत्तराखंड, पश्चिम बंगाल, राजस्थान, हरियाणा, उत्तर प्रदेश ने नगरपालिका उपनियमों में ईसीबीसी को शामिल किया है। अनुपालन के लिए इन राज्यों के अंतर्गत लगभग 50 यूएलबी को शामिल किया गया है।
- राज्य नामित एजेंसियों (एसडीए) में स्थित बीईई के ऊर्जा संरक्षण भवन कोड (ईसीबीसी) प्रकोष्ठ, राज्य स्तर पर ईसीबीसी के कार्यान्वयन का सहयोग कर रहे हैं। अगस्त 2021 तक, 8 राज्यों के 48 शहरी स्थानीय निकायों (यूएलबी) ने निर्माण कर्मों की अनुमोदन प्रक्रिया में ईसीबीसी के प्रावधानों को शामिल किया है।
- हाल ही में, आवासीय भवन ऊर्जा संरक्षण कोड (इको निवास संहिता) और आवासीय भवन के लिए लेबलिंग कार्यक्रम का शुभारंभ किया गया। आवासीय भवन क्षेत्र में ऊर्जा दक्षता को बढ़ावा देने के लिए, "इको-निवास" पोर्टल (www.econiwass.com) विकसित किया गया है। मौजूदा भवनों में ऊर्जा दक्षता में सुधार की काफी संभावनाएं हैं। एनर्जी ऑडिट स्टडीज ने प्रकाश, कूलिंग, वेंटिलेशन, रेफ्रिजरेशन आदि जैसे अंतिम उपयोग में 40% की बचत क्षमता का खुलासा किया है।
- ऊर्जा कुशल भवनों के लिए बाजार में आकर्षण पैदा करने के लिए, बीईई ने वाणिज्यिक भवनों के लिए एक स्वैच्छिक स्टार रेटिंग कार्यक्रम विकसित किया है जो कि किलोवाट/वर्ग मीटर/वर्ष भवन के क्षेत्र में ऊर्जा उपयोग के संदर्भ में भवन
- के वास्तविक प्रदर्शन पर आधारित है। यह कार्यक्रम इमारतों को 1-5 सितारा पैमाने पर रेट करता है, जिसमें 5-सितारा लेबल वाली इमारतें सबसे अधिक ऊर्जा कुशल होती हैं। वर्तमान में यह योजना 4 श्रेणियों के भवनों पर लागू है अर्थात् दिन में उपयोग होने वाले कार्यालय भवन, शॉपिंग मॉल, बीपीओ और अस्पताल। दिसंबर, 2022 की स्थिति के अनुसार, 270 से भी अधिक भवनों को विभिन्न श्रेणियों में मूल्यांकित किया गया है।



- इंडो-स्विस बिल्डिंग एनर्जी एफिशिएंसी प्रोजेक्ट (बीप) के तहत स्विस एजेंसी फॉर डेवलपमेंट एंड कोऑपरेशन (एसडीसी) के सहयोग से, 3 दिवसीय आंगन 2022 (ऑगमेंटिंग नेचर बाय ग्रीन अफोर्डेबल नेचर-हैबिटेड) नामक एक अंतर्राष्ट्रीय सम्मेलन आयोजित किया गया। इस सम्मेलन में 8 विषयगत सत्रों और 5 पूर्ण सत्रों का आयोजन किया गया जिसमें 500 से अधिक प्रतिभागियों, 50 राष्ट्रीय और अंतर्राष्ट्रीय वक्ताओं ने भाग लिया। आंगन 2022 का उद्देश्य भारत को नेट ज़ीरो एनर्जी और लो कार्बन बिल्डिंग की दिशा में विभिन्न विषयों पर विचार-विमर्श करना था।

बीईई ने पहले “नैश्नल एनर्जी एफिशिएंसी रोडमैप फॉर मूवमेंट टू वर्ड्स अफोर्डेबल एंड नेचुरल हैबिटेड” (नीरमन) पुरस्कार की मेजबानी की। नीरमन पुरस्कार का उद्देश्य, बीईई के ऊर्जा संरक्षण भवन संहिताओं का अनुपालन करने वाले अनुकरणीय भवन डिजाइनों को स्वीकार करना और प्रोत्साहित करना है। यह पुरस्कार अच्छी तरह से डिज़ाइन किए गए हैं, उसमें पारदर्शिता है, निष्पक्षता है और परिशुद्धता है। नीरमन पुरस्कार की विभिन्न श्रेणियों का उल्लेख चित्र में किया गया है।



- यूएसएआईडी द्वारा किये गए अध्ययन के अनुसार भारत में 2030 तक लगभग 1 बिलियन मीटर² के बराबर नई व्यावसायिक इमारतें बनने, का अनुमान है, जिससे इमारतों में एयर कंडीशनिंग और प्रकाश व्यवस्था की मांग बढ़ती रहेगी। प्रत्याशित वृद्धि के आधार पर यह अनुमान लगाया गया है कि यदि भविष्य के भवन स्टॉक को ऊर्जा संरक्षण भवन संहिता (ईसीबीसी) के अनुपालन में बनाया जाता है, तो 2030 तक संचयी रूप से लगभग 300 बीयू बिजली की बचत होगी। यह 15 गीगावाट की पीक डिमांड में कमी लाएगा और लगभग 250 एमटी सीओ₂ई कम करेगा। कुशल भवन के निर्माण के साथ, यह अनुमान लगाया गया है कि रु. 35,000 करोड़ रुपये की बचत होगी।
- ऊर्जा दक्षता में सुधार और व्यक्तिगत घरों में ऊर्जा की खपत को कम करने के लिए बनाए गए ऊर्जा कुशल घरों के लिए ऑनलाइन स्टार रेटिंग टूल। यह पेशेवरों को अपने घरों की ऊर्जा दक्षता के लिए सर्वोत्तम विकल्प चुनने में मदद करने के लिए प्रदर्शन विश्लेषण प्रदान करता है। ऊर्जा संरक्षण भवन संहिता (ईसीबीसी) 2017 और पारिस्थितिकी निवास संहिता (ईएनएस) 2021 पर 15,000 से अधिक वास्तुकारों, इंजीनियरों और सरकारी अधिकारियों का प्रशिक्षण।

3.3.4 ऊर्जा दक्षता और मांग पक्ष प्रबंधन (डीएसएम) - मांग पक्ष ऊर्जा दक्षता

- ऊर्जा क्षेत्र में ऊर्जा दक्षता और मांग पक्ष प्रबंधन (डीएसएम) उपाय एक लागत प्रभावी उपकरण है। ऊर्जा दक्षता कार्यक्रम ऐसे एंड-यूज प्रौद्योगिकियों की स्थापना को प्रोत्साहित करते हैं, जो कम ऊर्जा की खपत करते हैं, जिससे ग्राहकों के समग्र बिजली बिल को कम और/या तबदीली किया जाता है। ऊर्जा दक्षता और डीएसएम कार्यक्रम उपयोगिताओं को थोक बाजार से अपनी चरम बिजली खरीद की आवश्यकता को कम करने में मदद कर सकते हैं जिससे, उनके संचालन की कुल लागत कम हो सकती है।
- डिस्कॉम को अपने संबंधित क्षेत्रों में डीएसएम को लागू करने के लिए, क्षमता निर्माण और अन्य सहायता मदद कर सकती है। इस कार्यक्रम में कुल 62 डिस्कॉम शामिल हैं। 2012-17 की अवधि के दौरान, बीईई ने 34 डिस्कॉम को उनकी क्षमता निर्माण के लिए चुना था और डीएसएम से संबंधित गतिविधियों के कार्यान्वयन के लिए आवश्यक सहायता प्रदान की थी। दूसरे चरण (2017-20) के दौरान इस कार्यक्रम के तहत अतिरिक्त 28 डिस्कॉम को शामिल किया गया था।
- कार्यक्रम का उद्देश्य लोड प्रबंधन कार्यक्रम, डीएसएम कार्य योजना का विकास और अपने संबंधित क्षेत्रों में डीएसएम गतिविधियों का कार्यान्वयन करना है।

वित्तीय वर्ष 2017-20 के दौरान, प्रमुख गतिविधियां इस प्रकार हैं:

बीईई ने अतिरिक्त 28 डिस्कॉमों और मौजूदा 34 डिस्कॉमों के लिए "डिस्कॉमों की क्षमता निर्माण" कार्यक्रम के तहत गतिविधियों को शुरू करने के लिए क्षेत्रवार 5 परियोजना प्रबंधन सलाहकार (पीएमसी) नियुक्त किए हैं। इन पीएमसीज़ ने प्रत्येक नए डिस्कॉम के लिए लोड अनुसंधान अध्ययन किया है और डीएसएम कार्य योजना का विकास किया है और इसके परिणामस्वरूप लगभग 1000 अधिकारियों, 764 मास्टर प्रशिक्षकों को डीएसएम और ऊर्जा दक्षता पर प्रशिक्षण दिया गया है।

जनवरी, 2023 तक डिमांड साइड मैनेजमेंट स्कीम पर "डिस्कॉम के क्षमता निर्माण" कार्यक्रम के तहत प्रमुख उपलब्धियां इस प्रकार हैं।

- 24 राज्यों और 8 केंद्र शासित प्रदेशों के लिए डीएसएम विनियमों को अधिसूचित किया गया है। शेष राज्य अपने राज्य के लिए-डीएसएम नियमों को अधिसूचित करने का प्रयास कर रहे हैं।
- डीएसएम और ऊर्जा दक्षता पर, डिस्कॉम के वरिष्ठ और मध्य प्रबंधन अधिकारियों के 1450 मास्टर प्रशिक्षकों को प्रशिक्षित किया गया है और इस कार्यक्रम के तहत सर्कल स्तर के 7650 अधिकारियों की क्षमता निर्माण करने के लिये उन्हें प्रशिक्षित किया गया है
- 53 डिस्कॉम के लिए 69 डीएसएम प्रस्ताव तैयार किए गए हैं और कार्यान्वयन के लिए संबंधित डिस्कॉम को प्रस्तुत किए गए हैं। अनुमान है कि इन 28 डिस्कॉम के पास 22919 मेगावाट और लगभग 62696 एमयू की वार्षिक बचत की क्षमता है और इसके लिये 44, 994 करोड़ रुपये के निवेश की आवश्यकता लगभग है।

कृषि क्षेत्र में ऊर्जा दक्षता उपाय

- कृषि में ऊर्जा दक्षता, इस क्षेत्र के सेवा दायित्व का त्याग किए बिना, समग्र बिजली खपत को कम करने, भूजल निष्कर्षण की क्षमता में सुधार करने और राज्यों पर सब्सिडी के बोझ को कम करने, के अपार अवसर प्रदान करती है। पंप सेट दक्षता, उन्नयन कृषि क्षेत्र में, ऊर्जा दक्षता उपायों के प्रमुख पहलुओं में से एक है। मौजूदा अकुशल पंप सेटों को ऊर्जा दक्ष स्टार रेटेड पंप सेटों से बदलने मात्र से 30-40% की बचत होना सिद्ध हो गया है।



- ऊर्जा बचत क्षमता का दोहन करने के लिए, बीईई द्वारा कृषि मांग पक्ष प्रबंधन (एजी डीएसएम) कार्यक्रम शुरू किया गया था, जिसका उद्देश्य कुछ पायलट परियोजनाओं के कार्यान्वयन के लिए, बाजार आधारित ढांचा बनाकर, कृषि क्षेत्र में ऊर्जा दक्षता को प्रेरित करना है और ऊर्जा कुशल पंप सेट (ईईपीएस) को अपनाने के लिए अन्य हितधारकों और अंतिम उपयोगकर्ताओं के बीच जागरूकता पैदा करना था।
- बीईई और भारतीय कृषि अनुसंधान परिषद (आईसीएआर) के बीच समझौता ज्ञापन पर हस्ताक्षर किए गए। किसान विज्ञान केंद्रों (केवीके) और एसडीए द्वारा 15,000 किसानों को प्रशिक्षित करके, 500 से अधिक जागरूकता कार्यक्रम आयोजित किए गए हैं।

बाधाएं और चुनौतियां:

- एजीडीएसएम कार्यक्रम का कार्यान्वयन इसके सभी हितधारकों के लिए बहुत सारे लाभों की सम्भावना है। हालांकि, वर्तमान में मौजूद कई बाधाएं और चुनौतियां हैं जिन्हें दूर करने की आवश्यकता है ताकि कार्यक्रम का वास्तविकता में लाभ प्राप्त किया जा सके:
- कृषि के लिए, एकीकृत ऊर्जा डीएसएम ढांचा विकसित करने के संबंध में, क्षेत्रीय सुधारों पर, राष्ट्रीय और राज्य स्तर पर सीमित नीतिगत संवाद।
- कृषि क्षेत्र के लिए अनुपयुक्त ऊर्जा मूल्य निर्धारण।
- ऊर्जा दक्ष पंप सेटों के उपयोग को प्रोत्साहित करने के लिए सीमित राज्य स्तरीय नीतियां
- ऊर्जा दक्ष पंपों के लिए स्थानीय प्रौद्योगिकी/सेवा प्रदाता की अनुपलब्धता और अन्य सहायक उपकरण।
- एजीडीएसएम परियोजनाओं में निवेश करने के लिए पूंजी की सीमित उपलब्धता।

नगर क्षेत्र में ऊर्जा दक्षता उपाय

- नगरपालिका क्षेत्र में अपार ऊर्जा बचत क्षमता की पहचान करते हुए, बीईई ने नगर ऊर्जा दक्षता कार्यक्रम शुरू किए। परियोजना का मूल उद्देश्य शहरी स्थानीय निकायों (यूएलबी) की समग्र ऊर्जा दक्षता में सुधार करना था, जिससे बिजली की खपत में पर्याप्त बचत हो सकती है, जिसके परिणामस्वरूप यूएलबी के लिए लागत में कमी/बचत हो सकती है। एसडीए द्वारा संचालित ऊर्जा दक्षता और ओ एंड एम उपायों पर 34 क्षमता निर्माण कार्यक्रम, 10 राज्यों में प्रशिक्षित यूएलबी, यूडीडी और एमसी के 2000 से अधिक अधिकारियों के साथ आयोजित किए गए।

3.3.5 छोटे और मध्यम उद्योगों (एसएमई) की ऊर्जा दक्षता में वृद्धि

- भारत में लगभग तिरसठ मिलियन एमएसएमई हैं - और उनमें से अधिकांश ने किसी भी ऊर्जा दक्षता (या) प्रौद्योगिकी उन्नयन उपायों को लागू नहीं किया है और अप्रचलित, कम दक्षता वाली प्रौद्योगिकियों पर निर्भर हैं, जिसके परिणामस्वरूप व्यर्थ ही ऊर्जा खपत होती है, जिससे भारत में एमएसएमई क्षेत्र की लाभप्रदता और प्रतिस्पर्धात्मकता भी कम होती है।
- ऊर्जा दक्षता को बढ़ावा देने में एमएसएमई के महत्व को ध्यान में रखते हुए, ऊर्जा दक्षता ब्यूरो द्वारा 'एमएसएमई की ऊर्जा दक्षता और प्रौद्योगिकी उन्नयन पर राष्ट्रीय कार्यक्रम' विकसित किया गया है। कुछ प्रमुख उपलब्धियां हैं:
- एमएसएमई में ऊर्जा दक्षता पर सरलीकृत डिजिटल व्यावहारिक जानकारी (एसआईडीएचआईईई/सिद्धी) नामक एक ज्ञान पोर्टल विकसित किया गया था। पोर्टल विभिन्न प्रकार के ज्ञान संसाधनों जैसे केस स्टडी, सर्वोत्तम संचालन प्रथाओं, नवीनतम ऊर्जा कुशल प्रौद्योगिकियों, आदि का विवरण प्रदान करता है।



- "एमएसएमई क्षेत्र की ऊर्जा सुरक्षा को बढ़ावा देना" नामक कार्यक्रम के संयुक्त कार्यान्वयन के लिए डीसी, एमएसएमई और बीईई के कार्यालयों के बीच एक समझौता ज्ञापन पर हस्ताक्षर किए गए हैं।
- ऊर्जा दक्षता ब्यूरो भारत के कई ऊर्जा गहन समूहों में, ऊर्जा दक्षता प्रौद्योगिकियों को यूएनआईडीओ और विश्व बैंक के माध्यम से वैश्विक पर्यावरण सुविधा के समर्थन से लागू कर रहा है, जो स्वच्छ, ऊर्जा कुशल प्रौद्योगिकियों और प्रथाओं को बढ़ावा देने और अपनाने के माध्यम से, भारत के एसएमई क्षेत्र के विकास को सुविधाजनक बनाने के सामान्य लक्ष्य की ओर है। कार्यक्रमों की कुछ प्रमुख उपलब्धियां इस प्रकार हैं:

जीईएफ - यूनिडो - बीईई कार्यक्रम

- इस परियोजना के तहत 12 क्लस्टरों में ऊर्जा प्रबंधन केंद्र स्थापित किए गए हैं।
- पायलट परियोजनाओं के रूप में 50 से अधिक ऊर्जा कुशल प्रौद्योगिकियों का कार्यान्वयन।
- 7 क्लस्टरों में 17 डेमो परियोजनाओं को क्रियान्वित किया गया और इस परियोजना के परिणामस्वरूप 8500 से अधिक टीओई की वार्षिक ऊर्जा बचत हुई है

जीईएफ - डब्ल्यूबी - बीईई कार्यक्रम

- लगभग 750 ऊर्जा पेशेवरों को तकनीकी सहायता
- ऊर्जा दक्षता परियोजनाओं और मूल्यांकन पर बैंकों/वित्तीय संस्थाओं के लिए प्रशिक्षण कार्यक्रम
- 5000 से अधिक एमएसएमई इकाइयां विभिन्न जागरूकता और क्षमता निर्माण पहलों के माध्यम से कवर की गई हैं
- 18 महीने के औसत आरओआई के साथ 25,000 टीओई की वार्षिक ऊर्जा बचत हासिल की गई है

एमएसएमई क्षेत्र द्वारा स्वच्छ ऊर्जा प्रौद्योगिकी को अपनाना

- 'आत्मनिर्भर भारत' के विजन के तहत, माननीय मंत्री ने मार्च, 2021 में "ईट निर्माण क्षेत्र के लिए ऊर्जा दक्षता उद्यम (ई3) प्रमाणन कार्यक्रम" लॉन्च किया, ताकि विद्युत मंत्रालय, भारत सरकार द्वारा आजादी का अमृत महोत्सव तहत कार्यक्रमों की एक श्रृंखला शुरू की जा सके।

3.3.6 हरित परिवहन क्षेत्र की ओर लक्ष्य

परिवहन वाहनों में ऊर्जा बचाने के लिए ईंधन दक्षता मानदंड

- भारत सरकार, विद्युत मंत्रालय ने 23 अप्रैल 2015 को कारों के लिए औसत ईंधन खपत मानक जारी किए। अप्रैल 2017 से ईंधन खपत मानकों का कार्यान्वयन किया जा रहा है, और मानकों का दूसरा सेट 1 अप्रैल 2022 से लागू किया गया है। औसत वाहन द्रव्यमान के संशोधित मूल्य को अधिसूचित करने के लिए मानदंडों में संशोधन किया गया था और 21 दिसंबर को अधिसूचित किया गया था।
- पूर्व में अधिसूचित एच डीवी और एल एंड एमसीवी के लिए ईंधन बचत मानदंड बीएस -IV मानदंडों का पालन करने वाले वाहनों पर लागू थे। बीएस-VI अनुपालन वाले वाहनों के लिए मार्च 2022 में एक करेक्शन फैक्टर अधिसूचित किया गया है। सुधार कारक को पूर्व अधिसूचना में उल्लिखित लक्ष्य ईंधन खपत मूल्य प्राप्त करने के लिए समीकरणों के साथ गुणा किया जाना है।
- विद्युत मंत्रालय के मार्गदर्शन में ऊर्जा दक्षता ब्यूरो (बीईई) ने 14 दिसंबर 2022 को राष्ट्रीय ऊर्जा संरक्षण दिवस पर वेब पोर्टल और मोबाइल एप्लिकेशन, "ईवी यात्रा" लॉन्च किया। "ईवी यात्रा" वेब-पोर्टल और मोबाइल ऐप का उद्देश्य देश में ई-गतिशीलता को बढ़ावा देने के लिए, बड़े पैमाने पर ईवी उपयोगकर्ताओं और जनता के बीच जागरूकता पैदा करना है।

कम कार्बन और कम प्रदूषण वाले ईंधन

- "इलेक्ट्रिक वाहनों के लिए चार्जिंग इंफ्रास्ट्रक्चर - दिशानिर्देश और मानक" 14.12.2018 को जारी किए गए थे जिन्हें 01.10.2019 और उसके बाद 08.06.2020 को संशोधित किया गया था (बैटरी स्वैपिंग स्टेशन इस संशोधन में शामिल हैं)।
- माननीय सड़क परिवहन और राजमार्ग मंत्री ने माननीय विद्युत मंत्री की उपस्थिति में भारत में ई-मोबिलिटी और ईवी चार्जिंग इंफ्रास्ट्रक्चर के साथ-साथ इलेक्ट्रिक कुकिंग के लाभों के बारे में जागरूकता फैलाने के लिए "गो इलेक्ट्रिक" अभियान शुरू किया।
- गो इलेक्ट्रिक अभियान के तहत, राज्यों ने ऊर्जा दक्षता ब्यूरो के समन्वय से 52 वेबिनार, 62 रोड शो और कई अन्य जागरूकता गतिविधियों जैसे रेडियो जिंगल्स, पोस्टर/लीफलेट वितरण, सोशल मीडिया प्लेटफॉर्म, नुक्कड़ नाटक आदि का आयोजन किया है।
- रेल मंत्रालय ने भारतीय रेलवे (आईआर) को "हरित रेलवे" में बदलने की दृष्टि से 2023-24 तक ब्रॉड गेज (बीजी) मार्गों के 100% विद्युतीकरण की योजना बनाई है। इससे डीजल ट्रैक्शन को खत्म करने में आसानी होगी जिसके परिणामस्वरूप इसके कार्बन फुटप्रिंट और पर्यावरण प्रदूषण में उल्लेखनीय कमी आएगी। मई 2021 तक, भारतीय रेलवे ने 45,881 मार्ग किलोमीटर (कुल 64,689 आरकेएम बीजी मार्गों में से - 71 प्रतिशत) का विद्युतीकरण किया है। भारतीय रेल ने हेड ऑन जेनरेशन (HOG) प्रणाली भी शुरू की है, जिसके द्वारा लोकोमोटिव के माध्यम से सीधे ओवर हेड उपकरण (OHE) से कोचों को विद्युत शक्ति प्रदान की जाती है।

यह ट्रेनों में अलग डीजल ईंधन वाली बिजली कारों की आवश्यकता को समाप्त करता है और इस प्रकार अतिरिक्त कोचों को खींचने की आवश्यकता को कम करता है और दक्षता बढ़ाता है, जिसके परिणामस्वरूप कार्बन फुटप्रिंट में कमी आती है। इलेक्ट्रिक ट्रैक्शन में ऊर्जा दक्षता में सुधार करने के लिए, भारतीय रेलवे ने लोकोमोटिव और इलेक्ट्रिकल मल्टीपल यूनिट्स (इएमयू)/मेनलाइन इलेक्ट्रिकल मल्टीपल यूनिट्स (एमईएमयू) में तीन चरण की तकनीक पेश की है। ये लोकोमोटिव और ईएमयू/एमईएमयू रेक रीजेनरेटिव ब्रेकिंग फीचर से लैस हैं जो ब्रेकिंग एक्शन के दौरान बिजली को पुनः उत्पन्न करने में सक्षम हैं जिसे ग्रिड में वापस फीड किया जाता है (दक्षता में 15-20% सुधार)। 1 अप्रैल, 2016 से पारंपरिक इलेक्ट्रिक लोकोमोटिव (डीसी मोटर आधारित) बंद कर दिए गए थे।

इलेक्ट्रिक वाहन चार्जिंग इंफ्रास्ट्रक्चर और आर एंड डी कार्यक्रम

- डीएसटी हल्के इलेक्ट्रिक वाहनों (2/3 व्हीलर), लाइटर कारों, बसों और ट्रकों के लिए चार्जर जैसी स्वदेशी कम लागत वाली प्रौद्योगिकियों को विकसित करने के लिए उद्योग-अकादमिक सहयोग का समर्थन कर रहा है।
- डीएसटी ने ईवी आरएंडडी कार्यक्रम पर हितधारकों की चर्चाओं की एक श्रृंखला आयोजित की, बीआईएस में ईवी चार्जिंग मानक कार्यक्रम की निगरानी की और तेजी से अपनाने और हाइब्रिड और इलेक्ट्रिक वाहनों (एफएएमई) और चरणबद्ध विनिर्माण कार्यक्रम मिशन के दायरे की पहचान करने और विकास कार्यक्रम शुरू करने की क्षमता के लिए विचार-विमर्श में भाग लिया।

3.3.7 राजकोषीय साधन

आंशिक जोखिम साझा करने की सुविधा (पीआरएसएफ): बीईई ऊर्जा कुशलता के लिए पांश्रेषण जो विश्व बैंक द्वारा एसआईडीबीआई के माध्यम से भारत में क्रियान्वित होता है, के लिए आंशिक जोखिम साझा करने की सुविधा (पीआरएसएफ) का समर्थन करता है। पीआरएसएफ गारंटी अधिकतम ऋण राशि के लिए 75% या प्रत्येक परियोजना के लिए 15 करोड़ रुपये तक होती है। यह गारंटी योजना पीआरजीएफईई के समान है और अब तक सीआईडीबीआई ने 18 गारंटी जारी की हैं जिनकी परियोजना लागत लगभग 275 करोड़ रुपये हैं और गारंटी की लागत 63.45 करोड़ रुपये की हो गई है।

28 नवंबर 2022 को, बीईई के सुविधा केंद्र के लिए आईटी पोर्टल लॉन्च किया गया, जो 22 पंजीकृत वित्तीय संस्थानों से ऊर्जा दक्षता वित्तपोषण चाहने वाले उद्योगों के लिए सिंगल विंडो होगा।

3.3.8 राज्य द्वारा नामित एजेंसी

- इसी अधिनियम देश में ऊर्जा के कुशल उपयोग और इसके संरक्षण को बढ़ावा देने के लिए एक दो स्तरीय संगठन संरचना के निर्माण को अनिवार्य करता है जिसमें बीईई केंद्रीय स्तर पर नोडल एजेंसी के रूप में और राज्य नामित एजेंसियों (एसडीए) राज्य / संघ क्षेत्र (यूटी) स्तर पर नोडल एजेंसियों के रूप में है। इसी अधिनियम की धारा 15(डी) में प्रावधान है कि राज्य सरकार/संघ राज्य क्षेत्र प्रशासन राज्य/संघ राज्य क्षेत्र के भीतर अधिनियम के प्रावधानों को समन्वय, विनियमित और लागू करने के लिए राज्य स्तर पर किसी भी एजेंसी को नामित कर सकता है।
- जून, 2021 तक, 36 राज्यों/संघ राज्य क्षेत्रों ने अपने-अपने राज्य/संघ राज्य क्षेत्र में एसडीए को नामित किया है। केवल दो राज्यों - केरल और आंध्र प्रदेश ने स्टैंड-अलोन एसडीए की स्थापना की है। हालांकि, शेष 34 राज्यों/संघ राज्य क्षेत्रों ने राज्य स्तर पर इसी अधिनियम के प्रावधानों को सुगम बनाने और लागू करने की अतिरिक्त जिम्मेदारी अपनी मौजूदा एजेंसियों/विभागों में से एक को सौंपी है, जिसमें एसडीए मूल विभाग के साथ प्रमुख सुविधाएं/स्टाफ/बजट साझा करता है।
- एसडीए के कार्य:
 - राज्य के भीतर सभी क्षेत्रों जैसे कृषि, भवन, उद्योग/एमएसएमई, नगर पालिका, और परिवहन में ऊर्जा उपभोक्ताओं के बीच निम्नलिखित गतिविधियों को शुरू करके ऊर्जा दक्षता को बढ़ावा देने में एसडीए की महत्वपूर्ण भूमिका है।
 - क) बड़े पैमाने पर प्रतिकृति की सुविधा के लिए ऊर्जा कुशल उपकरण / साधनों / प्रौद्योगिकियों की प्रभावशीलता को प्रदर्शित करने के लिए ऊर्जा दक्षता प्रदर्शन परियोजनाएं।
 - (ख) ऊर्जा दक्षता के महत्व और लाभकारी प्रभावों के प्रति जागरूकता पैदा करने और जागरूकता बढ़ाने के लिए आउटरीच / प्रचार गतिविधियाँ।
 - (ग) विभिन्न निजी संगठनों, शैक्षणिक/तकनीकी/अनुसंधान संस्थानों और प्रयोगशालाओं के सहयोग से ऊर्जा दक्षता पर अनुसंधान और नवाचार गतिविधियां
- संबंधित हितधारकों के बीच विशिष्ट क्षेत्रों/पहलुओं से संबंधित नवीनतम जानकारी का प्रसार करने और उन्हें ऊर्जा दक्षता पर आवश्यक प्रशिक्षण प्रदान करने के लिए कार्यशालाएं/क्षमता निर्माण कार्यक्रम
- राज्य ऊर्जा दक्षता सूचकांक
 - ऊर्जा दक्षता ब्यूरो (बीईई) ने राज्य और स्थानीय स्तर पर ऊर्जा दक्षता नीतियों और कार्यक्रम कार्यान्वयन को चलाने में मदद करने, सर्वोत्तम प्रथाओं को उजागर करने और राज्यों के बीच स्वस्थ प्रतिस्पर्धा को प्रोत्साहित करने और राज्यों व भारत के ऊर्जा पदचिह्न के प्रबंधन में प्रगति को ट्रैक करने के उद्देश्य से राज्य ऊर्जा दक्षता सूचकांक कार्यक्रम विकसित किया है।

3.3.9 कार्बन बाजार

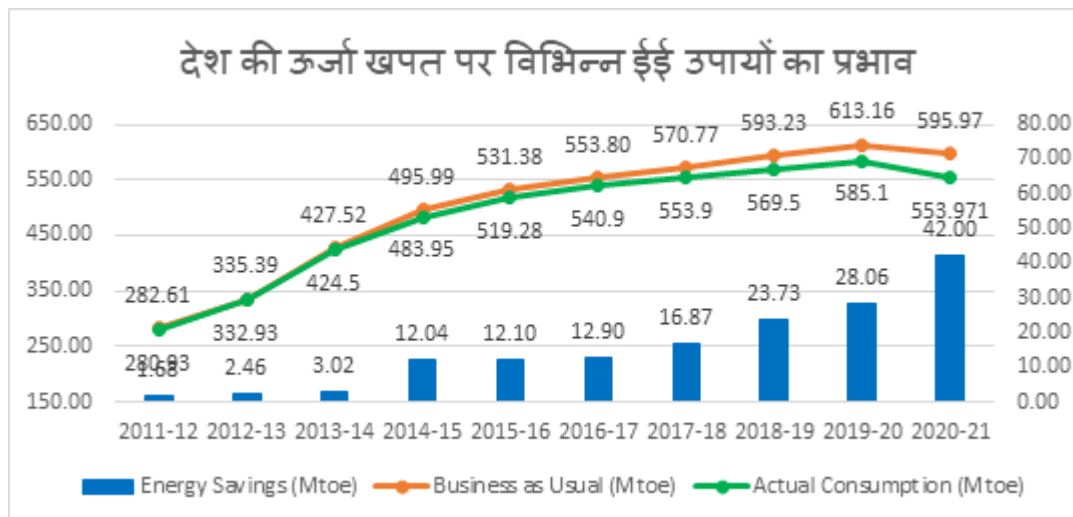
हरित अर्थव्यवस्था की ओर बढ़ने के लिए, माननीय केंद्रीय विद्युत और नवीन और नवीकरणीय ऊर्जा मंत्री ने 22 अक्टूबर, 2021 को राष्ट्रीय कार्बन बाजार के प्रस्ताव की घोषणा की, जिसका उद्देश्य ऊर्जा बचत और कार्बन उत्सर्जन में कमी की दिशा में कॉर्पोरेट और निजी क्षेत्रों को शामिल करना है।

ऊर्जा दक्षता ब्यूरो (बीईई), विद्युत मंत्रालय और पर्यावरण वन और जलवायु परिवर्तन मंत्रालय (एमओईएफसीसी) के मार्गदर्शन में भारतीय कार्बन बाजार (आईसीएम) विकसित कर रहा है। एक अच्छी तरह से डिज़ाइन किया गया, प्रतिस्पर्धी कार्बन बाजार तंत्र प्रत्येक विनियमित इकाई के स्तर के साथ-साथ समग्र क्षेत्र में कम से कम लागत पर एक निर्दिष्ट लक्ष्य के लिए जीएचजी उत्सर्जन में कमी को सक्षम कर सकता है और स्वच्छ प्रौद्योगिकियों को तेजी से अपनाने को प्रेरित कर सकता है।

3.4 देश की ऊर्जा खपत पर विभिन्न ईई उपायों का प्रभाव

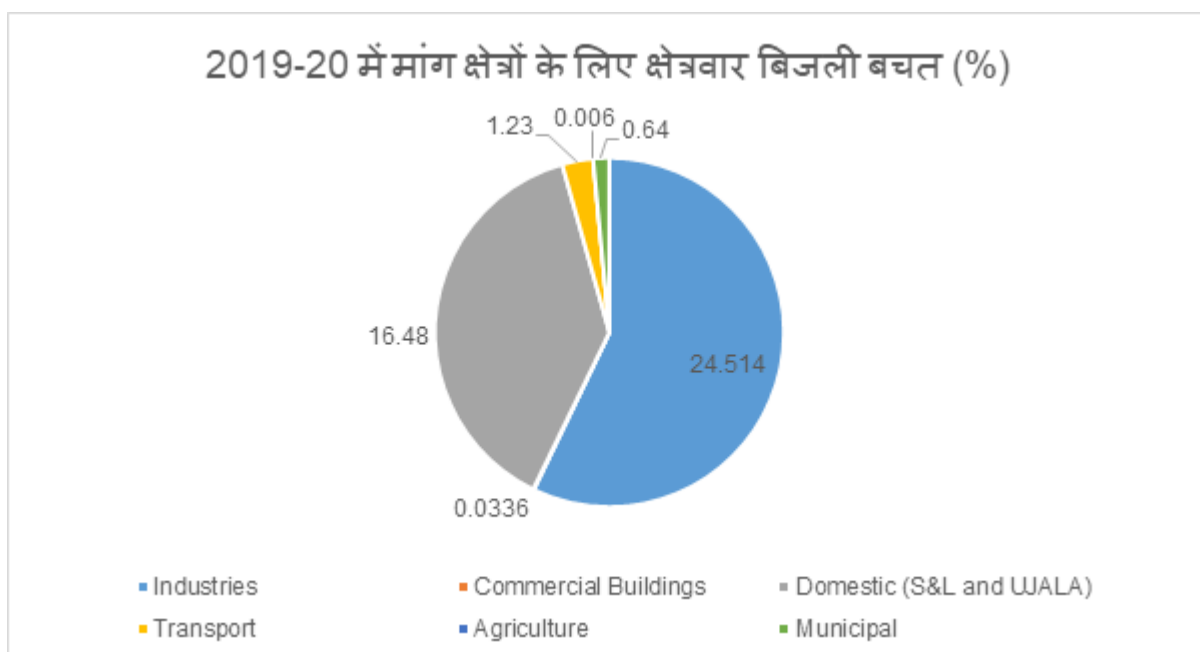
ऊर्जा दक्षता उपायों के कारण कुल ऊर्जा खपत और ऊर्जा की बचत नीचे प्रदर्शनी 3.3 में दिखाई गई है:

प्रदर्शनी 3.3



डेटा स्रोत: - बीईई, एमओएसपीआई ऊर्जा सांख्यिकी रिपोर्ट और ऊर्जा दक्षता उपायों का प्रभाव (2019-20)

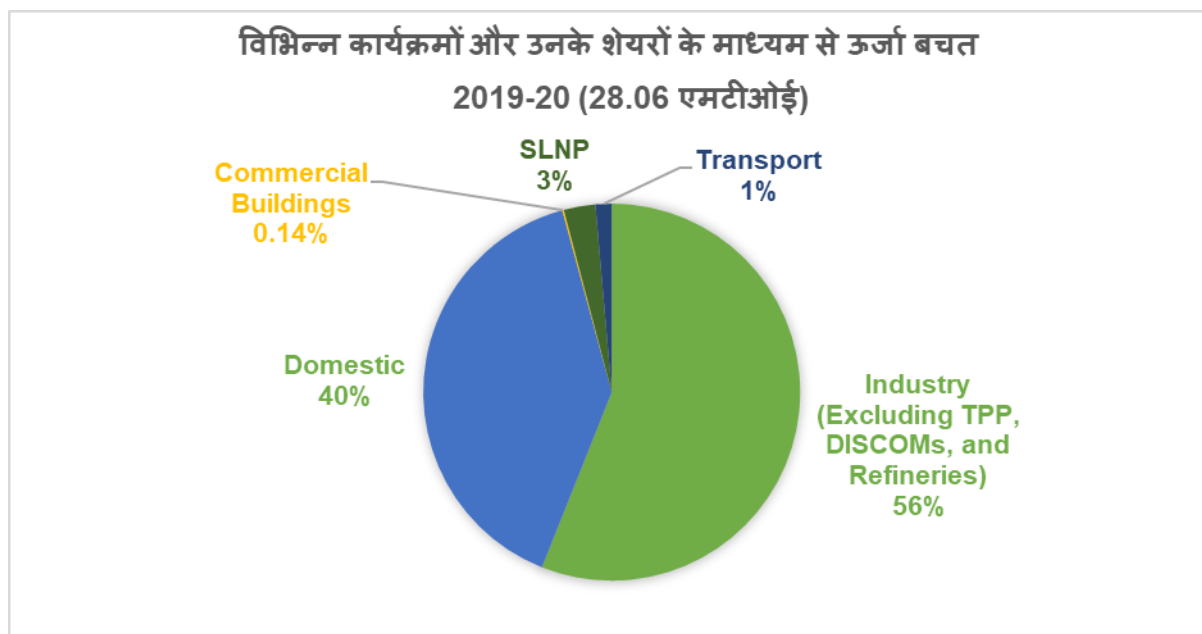
प्रदर्शनी 3.4



यहाँ नेट बचत 210.00 बीयू है अर्थात नेट बिजली खपत के 9.71% की कमी। पीएटी आपूर्ति से विद्युत बचत साइड सेक्टरों को यहां नहीं माना जा रहा है

(स्रोत: ऊर्जा दक्षता उपायों का प्रभाव (2019-20), बीईई)

प्रदर्शनी 3.5



स्रोत: ऊर्जा दक्षता उपायों का प्रभाव (2019-20), बीईई

3.5 बीईई द्वारा प्रमुख ऊर्जा दक्षता पहल के माध्यम से ऊर्जा बचत और CO₂ उत्सर्जन में कमी का विवरण (2017-21)

तालिका 3.2

योजना/कार्यक्रम का नाम	2017-18			2018-19			2019-20			2020-21		
	बचत ऊर्जा		CO ₂ में कमी उत्सर्जन (MT/CO ₂)	बचत ऊर्जा		CO ₂ में कमी उत्सर्जन (MT/CO ₂)	बचत ऊर्जा		CO ₂ में कमी उत्सर्जन (MT/CO ₂)	बचत ऊर्जा		CO ₂ में कमी उत्सर्जन (MT/CO ₂)
	थर्मल (MTOE)	इलेक्ट्रिकल (बीयू)		थर्मल (MTOE)	इलेक्ट्रिकल (बीयू)		थर्मल (MTOE)	इलेक्ट्रिकल (बीयू)		थर्मल (MTOE)	इलेक्ट्रिकल (बीयू)	
पीएटी योजना	9.4	3.0	37.0	11.1	30.3	62.0	14.3	37.9	86.9	21.05	40.09	105.86
एसएमई कार्यक्रम	0.0	0.0	2.2	0.0		0.1	0.0	0.0	0.1	0.0	0.08	0.14
मानक लेबलिंग कार्यक्रम	0.0	48.5	40.0		55.7	45.7	0.0	56.3	46.2	0.0	61.39	50.52
भवन कार्यक्रम	0.0	0.3	0.2		0.1	0.1	0.0	0.2	0.2	0.0	0.392	0.3102
कृषि डीएसएम कार्यक्रम	0.0	0.1	0.1		0.2	0.1	0.0	8.7	7.1	0.0	7.34	6.12
म्यू डीएसएम (एसएलएनपी)		3.7	3.1		5.6	4.6		6.9	5.6		7.40	6.00

परिवहन	0.0	0.0	0.0		0.9	2.7	1.2	0.0	2.7	0.33	0.0	0.97
अन्य	0.0	0.0	0.0									
उजाला		31.4	26.0		44.6	36.6		35.0	29.0		47.78	38.70
कुल ऊर्जा बचत	9.4	86.9	108.5	11.1	137.4	151.8	15.6	145.0	177.9	21.38	164.45	208.62

3.6 ऊर्जा बचत के अनुमान

बीईई ने एक रणनीति योजना- राष्ट्रीय ऊर्जा कुशलता क्षमता को अनलॉक करना (उन्नती)-विकसित की है जो ऊर्जा कुशल राष्ट्र के विकास की दिशा में है (2017-2031)। यह एक मध्यम और लंबे समय के लिए ढांचा और कार्यान्वयन रणनीति पेश करता है, ऊर्जा मांग के स्थितिकरण और ऊर्जा कुशलता के अवसरों के बीच स्पष्ट संबंध स्थापित करने के लिए, ताकि भारत के पर्यावरण और जलवायु परिवर्तन के संबंधित समझौतों का समावेशी रोडमैप आविष्कार किया जा सके।

वर्ष 2022-27 और 2027-32 के लिए यूटिलिटी और गैर- यूटिलिटी के लिए ऊर्जा बचत के प्रोजेक्टों के व्योरो का अनुमान लगाया गया है और नीचे तालिका 3.3 में दिखाया गया है:

तालिका 3.3

2022-27 और 2027-32 के दौरान ऊर्जा बचत का अनुमान

वर्ष	मध्यम परिदृश्य		महत्वाकांक्षी परिदृश्य	
	विजली (बीयू)	प्रारंभिक ऊर्जा (एमटीओई)	विजली (बीयू)	प्रारंभिक ऊर्जा (एमटीओई)
2022-23	159	28.95	214	43.8
2023-24	171	34.79	230	52.52
2024-25	184	40.98	247	61.71
2025-26	198	47.53	265	71.41
2026-27	213	54.98	285	81.67
2027-28	229	61.85	306	92.51
2028-29	246	69.67	328	103.99
2029-30	265	77.99	353	116.15
2030-31	285	86.83	379	129.04
2031-32	304	107	404	160

3.7 लक्ष्य प्राप्त करने के लिए अपनाए जाने वाले उपाय

तालिका 3.4

क.सं.	क्षेत्र	कार्यक्रम	व्यापक गतिविधि
1	नीति और संस्थागत रूपरेखा	ऊर्जा संरक्षण अधिनियम (ईसी अधिनियम)	ईसी एक्ट, 2001 में सुधार का प्रस्ताव देना, अधिनियम के दायरे को संवर्धन और विस्तार करने के लिए।
		संस्थागत रूपरेखा सुदृढ़ करना	ऊर्जा दक्षता ब्यूरो की संस्थागत संरचना
			राज्य द्वारा नामित एजेंसियों का सुदृढीकरण/राज्य बीईई की स्थापना
2	उद्योग	कार्य उपलाब्धि और व्यापार (पीएटी)	अन्य क्षेत्रों में योजना के कवरेज का विस्तार करना। लघु और मध्यम स्तर के उद्यमों (एसएमई) के लिए एक समान कार्यक्रम का शुरुआत करना
		ऊर्जा संरक्षण दिशानिर्देश और नियमावली	परिचालन और रखरखाव प्रथाओं के माध्यम से ऊर्जा संरक्षण को मजबूत करने के लिए उद्योग के लिए गाइड सामग्री तैयार करना
		कुशल ऊर्जा प्रौद्योगिकियों को बढ़ावा	उभरती प्रौद्योगिकियों को बढ़ावा देना, उदाहरण के लिए वेस्ट हीट रिकवरी/को-जेनरेशन/ट्राइ-जेनरेशन/माइक्रो टर्बाइन इत्यादि।
		बेंचमार्किंग	औद्योगिक क्षेत्रों के लिए समय-समय पर बेंचमार्किंग और ऊर्जा दक्षता अंतराल मूल्यांकन शुरू करना।
		ऊर्जा दक्षता तकनीकी का डेटाबेस	ऊर्जा दक्षता प्रौद्योगिकी आपूर्तिकर्ताओं के सार्वजनिक डेटाबेस का निर्माण, जिसे समय-समय पर अद्यतन किया जाएगा
3	छोटा और मध्यम उद्यम	ऊर्जा दक्षता के लिए एसएमई क्लस्टर कार्यक्रम	अभिनव डेमो परियोजनाओं को बढ़ावा देना और एसएमई की क्षमता निर्माण
		कम कार्बन प्रौद्योगिकियां	एसएमई क्लस्टर में नवीन कम कार्बन प्रौद्योगिकियों को बढ़ावा देना
		ईट भट्टे	ऊर्जा कुशल ईटों के लिए बाजार का रूपांतरण
		समीक्षा	ज्ञान साझा करना और विभिन्न संगठनों और संस्थानों के प्रयासों में तालमेल बिठाना
4	उपकरण तथा एप्लायंस	मानक और लेबलिंग कार्यक्रम	वर्तमान योजना का व्यापक कवरेज, औद्योगिक प्रक्रियाओं के लिए मानदंड और मानक निर्दिष्ट करना और एस एंड एल डेटाबेस का डिजिटलीकरण
		सुपर एनर्जी दक्षता कार्यक्रम	सुपर-कुशल उपकरण/एप्लायंस के लिए बाजार का रूपांतरण
5	भवन	ऊर्जा संरक्षण	वाणिज्यिक और आवासीय भवन संहिताओं के संचालन के लिए राज्य संस्थानों को सुदृढ़ बनाना

		निर्माण कोड	
		पीएटी . के तहत भवन	अनिवार्य लक्ष्यों के माध्यम से भवनों के ऊर्जा प्रदर्शन सूचकांक में सुधार
		ऊर्जा दक्षता लेबल	भवनों के लिए ऊर्जा दक्षता लेबल विकसित करना
		भवन के तहत फाइनेंसिंग प्रोत्साहन	वित्तीय प्रोत्साहन के माध्यम से भवनों में ऊर्जा दक्षता को बढ़ावा देना
6	मांग पक्ष प्रबंधन (डीएसएम) और डेटा विश्लेषण	डीएसएम गतिविधियां	एजी डीएसएम और एमयूडीएसएम के लिए वर्तमान योजना का व्यापक कवरेज
7	सतत यातायात नेटवर्क	वाहन ईंधन क्षमता कार्यक्रम	वाहनों के लिए ईंधन दक्षता मानदंड और मानक विकसित करना
		रेलवे में ऊर्जा दक्षता	पीएटी योजना के माध्यम से रेलवे में ऊर्जा दक्षता में सुधार
		इलेक्ट्रिक वाहन	इलेक्ट्रिक वाहनों की कीमत को कम करने और सार्वजनिक निजी साझेदारी को बढ़ावा देने के लिए बाजार दृष्टिकोण विकसित करें।
		ईवीएस और चार्जिंग स्टेशन के लिए मानक	ईवी और चार्जिंग स्टेशनों के लिए न्यूनतम ऊर्जा प्रदर्शन मानकों का निर्धारण
		वाहनों के लिए लेबलिंग कार्यक्रम	वाहनों को उनके ईंधन दक्षता स्तरों के आधार पर लेबल करना
		वैकल्पिक ईंधन	यातायात क्षेत्र में वैकल्पिक प्रौद्योगिकियों के उपयोग को बढ़ावा देना, जैसे हाइड्रोजन फ्यूल सेल
8	कृषि क्षेत्र	प्रौद्योगिकी	कोल्ड चेन, फार्म मशीनरी और कृषि पंपिंग जैसे व्यापार मॉडल के विकास में सहायता के लिए मानदंडों के विकास और प्रौद्योगिकी के मानकीकरण के माध्यम से ऊर्जा कुशल प्रौद्योगिकी को प्रोत्साहित करना।
		ज्ञान साझा करना	प्रासंगिक विश्वविद्यालयों, डेमो परियोजनाओं आदि के माध्यम से उपयोगकर्ताओं के बीच ऊर्जा दक्षता पर ज्ञान का प्रसार करना।
		नवाचारी वित्तीय वितरण	कृषि क्षेत्र में विशेष रूप से ऊर्जा दक्षता पर ध्यान केंद्रित करते हुए नवीन वित्तपोषण योजनाओं का विकास/एकीकरण करना
9	क्षमता निर्माण और जागरूकता	डीसकॉम का क्षमता निर्माण	डीएसएम कार्य योजना का तैयार करना और डीएसएम गतिविधियों के कार्यान्वयन के लिए डेटा का मूल्यांकन करने के लिए विश्लेषण उपकरण का उपयोग को बढ़ावा देना, जैसे लोड प्रबंधन, मांग विस्थापन आदि के लिए।
		स्कूली बच्चों में जागरूकता	स्कूली बच्चों के लिए ऊर्जा दक्षता पर मॉड्यूल
			स्कूली बच्चों के लिए राष्ट्रीय स्तर की पेंटिंग प्रतियोगिता
			स्कूलों में एनर्जी क्लब
		ऊर्जा प्रबंधकों और ऊर्जा लेखा परीक्षकों के	पाठ्यक्रम में वृद्धि; लेखा परीक्षकों की मान्यता और पैनल

		लिए प्रमाणन परीक्षा	
		ईएससीओ	कार्यशालाओं, प्रशिक्षणों आदि के माध्यम से क्षमता में सुधार करना।
		ऊर्जा प्रबंधन प्रणाली	आईएसओ 50001 अपनाने को प्रोत्साहित करके ऊर्जा प्रबंधन को बढ़ावा देना
		राष्ट्रीय ऊर्जा संरक्षण पुरस्कार (एनईसीए)	एनईसीए के दायरे को और अधिक क्षेत्रों में विस्तारित करना।
		ऑपरेटरों और पर्यवेक्षकों की क्षमता निर्माण	यूटिलिटीज के ऑपरेटरों और पर्यवेक्षकों के लिए समर्पित प्रशिक्षण मॉड्यूल, ओपन ऑनलाइन कोर्स
		इष्टतम स्पेस शीतलन के लिए अभियान	उपभोक्ता जागरूकता पैदा करने के लिए इष्टतम स्पेस कूलिंग के लिए अभियान और एयर कंडीशनिंग तापमान 24 °C या अधिक पर बनाए रखने में लाभ
10	ज्ञान प्रबंधन	नॉलेज शेयरिंग/एक्सचेंज प्लेटफॉर्म	सेक्टर को संबोधित करने के लिए क्षेत्रीय मंच को कार्यात्मक बनाना, समकक्ष सीखने, ओपन ऑनलाइन कोर्स सहित सेक्टर द्वारा बेहतर सीखने के लिए।
11	वित्त	ऊर्जा कुशल निवेश जुटाना	पावर फाइनेंस कॉरपोरेशन (पीएफसी) में ऊर्जा दक्षता वित्त विभाग की स्थापना करना और उद्योग क्षेत्र में ऊर्जा दक्षता वित्तपोषण को बढ़ावा देने के लिए ब्याज सबवेंशन योजना और क्रेडिट गारंटी योजना निष्पादित करना।
			कुछ राष्ट्रीयकृत बैंकों में ऊर्जा दक्षता वित्तपोषण प्रकोष्ठ स्थापित करना जो बैंकों को ईई परियोजनाओं की पहचान करने और उनका मूल्यांकन करने में मदद करेगा
			ईई ऋणों के लिए आंशिक जोखिम गारंटी जारी करके ईएससीओ परियोजनाओं का समर्थन करने के लिए आंशिक जोखिम साझाकरण सुविधा (पीआरएसएफ)।
			ऊर्जा दक्षता वित्तपोषण सुविधा (ईईएफएफ) इरेडा और पीएफसी द्वारा ईई ऋणों का प्रत्यक्ष वित्तपोषण प्रदान करना है।
		अन्य पहल	उद्योगों, एमएसएमई, इमारतों और ऊर्जा बचत के पर्याप्त अवसरों वाले किसी भी अन्य क्षेत्रों के लिए ऊर्जा दक्षता वित्तपोषण का समर्थन करने के लिए माइक्रो फाइनेंसिंग इंस्टीट्यूशंस (एमएफआई) के माध्यम से वित्तपोषण, छोटी परियोजनाओं के लिए वित्तीय संस्थाओं की लेनदेन लागत का अवशोषण, ग्रीन बांड आदि जैसी नई वित्तपोषण पहल।
12	अनुसंधान एवं विकास (आर एंड डी)	अनुसंधान एवं विकास और नवाचार	ऊर्जा दक्ष प्रौद्योगिकी पर सार्वजनिक/निजी भागीदारी, इन्क्यूबेटरों और एक्सेलेरेटर, बुनियादी अनुसंधान एवं विकास को बढ़ावा देना
13	निगरानी, रिपोर्टिंग और सत्यापन (एम आरवी)	निगरानी, रिपोर्टिंग और सत्यापन (एम आरवी)	पीएटी के तहत एम एंड वी दिशानिर्देशों में और परिशोधन और ईएससीओ परियोजनाओं के लिए मानकीकृत आधारभूत स्थापना और बचत का आकलन

संभावित ऊर्जा दक्षता बचत लक्ष्य को प्राप्त करने के लिए देश की निवेश क्षमता 10 लाख करोड़ 13 लाख करोड़ तक रुपये के बीच होने का अनुमान है। ऊर्जा दक्षता उपायों को अपनाने से, भारत में 2030 तक 438 एमटीCO₂ को 623 एमटी CO₂ तक कम करने की क्षमता है।

3.8 ऊर्जा दक्षता बढ़ाने और विद्युत क्षेत्र के डीकार्बोनाइजेशन के लिए सरकार की पहल

I. थर्मल उत्पादन में अल्ट्रा-सुपर क्रिटिकल/सुपर-क्रिटिकल तकनीक को अपनाना:

अल्ट्रा सुपरक्रिटिकल और सुपरक्रिटिकल इकाइयों को क्रमशः 280 किग्रा/सेमी² के उच्च भाप मापदंडों के साथ 600/600 डिग्री सेल्सियस और 247 किग्रा/सेमी² 565/593 डिग्री सेल्सियस पर डिज़ाइन किया गया है। अल्ट्रा-सुपर क्रिटिकल/सुपरक्रिटिकल इकाइयों के उच्च भाप मानकों के साथ, इन अल्ट्रा-सुपरक्रिटिकल और सुपरक्रिटिकल इकाइयों की दक्षता वर्तमान विशिष्ट 500 मेगावाट उप-क्रिटिकल इकाइयों की दक्षता से क्रमशः 9% और 5% अधिक होगी। इससे कोयले की खपत में बचत होगी और जीएचजी उत्सर्जन में कमी आएगी। देश में अब तक की तापीय इकाइयों की सबसे बड़ी आकार की इकाई क्षमता 800 मेगावाट है। 31.12.2022 तक 63030 मेगावाट (1320 मेगावाट की क्षमता की अल्ट्रा-सुपरक्रिटिकल की 2 इकाइयों सहित) की कुल क्षमता के साथ 660 से 800 मेगावाट के बीच आकार की 91 अल्ट्रा सुपरक्रिटिकल / सुपरक्रिटिकल इकाइयों को चालू किया गया है और 28500 मेगावाट अल्ट्रा सुपरक्रिटिकल / सुपरक्रिटिकल इकाइयों की क्षमता निर्माणाधीन है (9,900 मेगावाट के निर्माण को छोड़कर जो विभिन्न कारणों से रुका हुआ है)। भविष्य में कोयला आधारित क्षमता वृद्धि मुख्यतः अल्ट्रा-सुपर क्रिटिकल/सुपरक्रिटिकल इकाइयों के माध्यम से होगी।

अल्ट्रा-सुपर क्रिटिकल/सुपरक्रिटिकल तकनीक पर आधारित 660-800 मेगावाट की उच्च आकार की इकाइयां न केवल क्षमता वृद्धि की गति को तेज करेंगी बल्कि उत्पादित बिजली की प्रति यूनिट CO₂ और SO_x उत्सर्जन कम होने के कारण पर्यावरण पर कम प्रभाव पड़ेगा। NO_x और SPM जैसे अन्य प्रदूषकों का उत्सर्जन भी कम एनओएक्स बर्नर, कुशल ईएसपी आदि की नवीनतम तकनीकों को अपनाने से कम होगा। उच्च दक्षता, कोयले की खपत में संबंधित बचत के अलावा, कम राख उत्पादन भी होगा। राख डंप क्षेत्रों के लिए भूमि की आवश्यकता भी तदनुसार कम हो जाएगी और सहायक बिजली की खपत में कमी आएगी।

कोयला / लिग्नाइट आधारित बिजली संयंत्रों की राष्ट्रीय औसत तापीय क्षमता 2015-16 में 34.94% से बढ़कर 2019-20 में लगभग 35.69% हो गई है। यह आशा की जाती है कि अल्ट्रा सुपर क्रिटिकल/सुपरक्रिटिकल इकाइयों के चालू होने के कारण 2022-27 की अवधि में कोयला आधारित उत्पादन की दक्षता में और सुधार होगा।

II. मौजूदा पुराने विद्युत स्टेशनों का नवीनीकरण और आधुनिकीकरण (आर एंड एम) और जीवन विस्तार (एलई):

11वीं योजना और 12वीं योजना अवधि में क्रमशः 16,146 मेगावाट और 7202 मेगावाट की तापीय क्षमता के आरएंडएम और एलई कार्य पूरे कर लिए गए हैं। वर्ष 2017-22 के दौरान 14,929 मेगावाट की ताप क्षमता के आरएंडएम और एलई कार्यों पर विचार किया गया है।

5841 मेगावाट, 4149 मेगावाट और 2023 मेगावाट की हाइड्रो क्षमता के आरएंडएम और एलई/उन्नयन कार्य क्रमशः 11वीं योजना, 12वीं योजना और वर्ष 2017-22 के दौरान पूरे किए गए हैं। वर्ष 2022-27 के दौरान 11737 मेगावाट (अस्थायी) क्षमता के जल विद्युत संयंत्रों के जीर्णोद्धार, आधुनिकीकरण, उन्नयन एवं जीवन विस्तार कार्यों की योजना है।

III. राष्ट्रीय हाइड्रोजन मिशन

हाइड्रोजन ने अंतिम उपयोगकर्ता उद्योग में, बिजली उत्पादन के लिए और स्वच्छ ईंधन के रूप में विभिन्न अनुप्रयोगों को पाया है। अक्षय ऊर्जा स्रोतों से हाइड्रोजन के उत्पादन, इसके सुरक्षित और कुशल भंडारण और दहन और ईंधन कोशिकाओं के माध्यम से ऊर्जा और परिवहन के लिए इसके उपयोग पर नवीन और नवीकरणीय ऊर्जा मंत्रालय द्वारा व्यापक अनुसंधान का समर्थन किया जाता है।

हाइड्रोजन ग्रह पर सबसे प्रचुर तत्व है। हाइड्रोजन का बहुतायत मिट्टी के ऊपर से फोसिल ईंधनों से उत्पन्न किया जाता है जैसे कि स्टीम रिफॉर्मिंग या मेथेन और कोयले के गैसीकरण के द्वारा अधिकांश संख्या में तथा विकल्प रास्तों जैसे कि जैव ईंधन के गैसीकरण या जल के इलेक्ट्रोलाइसिस के द्वारा थोड़ी संख्या में बिना कार्बन के उत्पन्न किया जाता है। अक्षय ऊर्जा का उपयोग करके ग्रीन हाइड्रोजन का उत्पादन किया जाता है और इलेक्ट्रोलाइसिस पानी को विभाजित करने के लिए होता है और ग्रे हाइड्रोजन से अलग होता है (जो मीथेन से उत्पन्न होता है और वातावरण में ग्रीनहाउस गैसों को छोड़ता है)।

भारत ने लागत प्रतिस्पर्धी हरित हाइड्रोजन उत्पादन को सक्षम करने के लिए राष्ट्रीय हाइड्रोजन ऊर्जा मिशन भी शुरू किया है। भारत ईंधन के रूप में हाइड्रोजन के व्यवहार्य उपयोग के लिए मार्ग प्रशस्त करने के लिए हरित हाइड्रोजन के लिए प्रतिस्पर्धी बोलियां आयोजित करेगा। लेकिन, दुनिया को अधिक इलेक्ट्रोलिसिस संयंत्रों को शुरू करने की आवश्यकता है ताकि लागत को कम किया जा सके।

3.9 निष्कर्ष और सिफारिशें

1. डीएसएम विनियमों को अधिसूचित करने के बाद, डिस्कॉम्स को कार्य योजना तैयार करने के लिए प्रोत्साहित किया जा सकता है। डिस्कॉम्स को प्रकाश, एयर कंडीशनिंग, कृषि पंप, रेफ्रिजरेटर और सीलिंग फैन आदि जैसी ऊर्जा दक्षता परियोजनाओं को लागू करने के लिए उपयुक्त रूप से प्रोत्साहित किया जा सकता है।
2. केंद्र सरकार के स्तर पर विभिन्न मंत्रालयों में ऊर्जा नीति का मजबूत समन्वय विकसित करना।
3. प्रमुख ऊर्जा दक्षता संबंधी गतिविधियों पर केंद्र सरकार और राज्यों के बीच अधिक संरेखण सुनिश्चित करें।
4. एसएमई क्षेत्र को स्वच्छ ऊर्जा प्रौद्योगिकियों को अपनाने के लिए प्रोत्साहित करें।
5. राज्य स्तर पर इलेक्ट्रिक व्हीकल चार्जिंग इंफ्रास्ट्रक्चर पर नीति की परिनियोजन को प्रोत्साहित किया जा सकता है।
6. इलेक्ट्रिक कुकिंग को अपनाने को बढ़ावा देने के प्रयासों को बढ़ाना।
7. केंद्र और राज्य सरकार के स्तर पर ऊर्जा प्रणाली में ऊर्जा डेटा के संग्रह, स्थिरता, पारदर्शिता और उपलब्धता में सुधार करना।
8. वितरण में, उद्योगों और वाणिज्यिक उपभोक्ताओं के लिए चरणबद्ध तरीके से टीओडी टैरिफ के कार्यान्वयन को प्रोत्साहित करना और बाद में घरेलू उपभोक्ताओं को शामिल करना।
9. ऊर्जा संक्रमण में निजी क्षेत्र की भागीदारी को बढ़ाने के लिए, सीमित संशोधनों के माध्यम से स्वैच्छिक कार्बन बाजारों को पीएटी योजना के मौजूदा नियामक ढांचे के भीतर माना जाना चाहिए।

अनुलग्नक 3.1

2032 तक राज्य ऊर्जा-बचत लक्ष्य (एमटीओई में)

राज्य/संघ राज्य क्षेत्र	घरेलू	वाणिज्यिक	औद्योगिक	म्युनिसिपल	परिवहन	कृषि	कुल
चंडीगढ़	0.0382	0.0320	0.0456	0.0012	0.0172	0.0000	0.1342
दिल्ली	0.8939	0.4925	1.4234	0.0394	0.5393	0.0012	3.3910
हरियाणा	0.5196	0.2561	2.1055	0.0320	0.7031	0.3805	3.9980
हिमाचल प्रदेश	0.1096	0.0443	0.7326	0.0209	0.1244	0.0049	1.0355
जम्मू और कश्मीर	0.1428	0.0640	0.3349	0.0234	0.2093	0.0148	0.7893
पंजाब	0.4888	0.2389	1.4862	0.0246	0.5098	0.4593	3.2075
राजस्थान	0.6169	0.2844	2.7975	0.0850	1.0232	0.7954	5.6024
उत्तर प्रदेश	1.4628	0.3595	3.6976	0.0960	1.9701	0.5307	8.1155
उत्तराखंड	0.1244	0.0788	1.3175	0.0148	0.1182	0.0074	1.6623
छत्तीसगढ़	0.2573	0.0825	1.4948	0.0135	0.2500	0.1613	2.2607
गुजरात	0.6932	0.3054	7.2314	0.0813	0.7006	0.4568	9.4675

मध्य प्रदेश	0.4827	0.1896	1.7731	0.0616	1.0232	0.7597	4.2911
महाराष्ट्र	2.1449	0.9727	10.0302	0.1625	2.1880	1.1254	16.6250
दमन और दीव	0.0025	0.0037	0.0332	0.0000	0.0000	0.0000	0.0406
दादरा और नगर हवेली	0.0025	0.0025	0.1022	0.0000	0.0000	0.0000	0.1071
गोवा	0.0517	0.0246	0.3755	0.0000	0.0431	0.0012	0.4962
आंध्र प्रदेश	0.5898	0.1712	2.0747	0.0308	1.4234	0.4519	4.7405
तेलंगाना	0.7055	0.3398	2.0784	0.0406	0.9222	0.4753	4.5620
कर्नाटक	1.3754	0.4297	3.5942	0.1305	1.2867	0.7622	7.5799
केरल	0.6748	0.2894	1.6512	0.0222	0.9087	0.0197	3.5658
तमिलनाडु	1.5182	0.6624	4.9769	0.1367	1.3815	0.4642	9.1399
पुडुचेरी	0.0345	0.0135	0.1773	0.0037	0.0172	0.0025	0.2475
लक्षद्वीप	0.0012	0.0012	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0012
बिहार	0.3349	0.0800	0.8779	0.0037	0.6784	0.0246	1.9984
झारखंड	0.2019	0.0357	1.4148	0.0099	0.3842	0.0086	2.0550
ओडिशा	0.3041	0.1022	1.8051	0.0086	0.5479	0.0197	2.7877
पश्चिम बंगाल	0.8361	0.3805	3.4612	0.0517	2.0169	0.0776	6.8226
सिक्किम	0.0086	0.0037	0.1404	0.0000	0.0135	0.0000	0.1675
अंडमान और निकोबार	0.0037	0.0049	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0086
अरुणाचल प्रदेश	0.0123	0.0025	0.0566	0.0000	0.0197	0.0012	0.0923
असम	0.1761	0.0628	0.8619	0.0037	0.3078	0.0086	1.4197
मणिपुर	0.0172	0.0025	0.0332	0.0012	0.0234	0.0012	0.0788
मेघालय	0.0197	0.0062	0.1207	0.0012	0.0369	0.0000	0.1859
मिजोरम	0.0123	0.0025	0.0431	0.0025	0.0172	0.0000	0.0763
नागालैंड	0.0172	0.0049	0.0296	0.0000	0.0222	0.0012	0.0751
त्रिपुरा	0.0234	0.0049	0.1071	0.0049	0.0259	0.0025	0.1687
कुल (सम्पूर्ण भारत)	14.90	6.03	58.49	1.11	19.45	7.02	107.00

अध्याय 4

मांग अनुमान

4.0 प्रस्तावना

भविष्य में विद्युत की आवश्यकता को पूरा करने के लिए उत्पादन क्षमता वृद्धि और आनुपातिक पारेषण और वितरण प्रणाली की योजना के लिए मांग आकलन एक जरूरी पूर्वापेक्षा है। भविष्य के लिए क्षमता वृद्धि की विश्वसनीय योजना काफी हद तक भविष्य की विद्युत की मांग के सटीक आकलन पर निर्भर करता है। यह अध्याय 2022-27 और 2027-32 की अवधि के लिए "मांग अनुमान" से संबंधित पहलुओं को देखता है।

4.1 केन्द्रीय विद्युत प्राधिकरण द्वारा मांग आकलन - विद्युत ऊर्जा सर्वेक्षण समिति

पिछले वर्षों में सिस्टम पर वास्तविक विद्युत की मांग, नियोजित नीतियों और सरकार की कार्यान्वयन नीतियों और कार्यक्रमों के तहत, भविष्य में अनुमानित विभिन्न विकासात्मक गतिविधियाँ, ऊर्जा संरक्षण उपायों का प्रभाव आदि को ध्यान में रखते हुए, विद्युत ऊर्जा सर्वेक्षण समिति (ईपीएससी) द्वारा देश की विद्युत की मांग का समय-समय पर आकलन किया जाता है। देश की विद्युत की मांग का पुनः आकलन करने के लिए मई, 2020 में केविप्रा द्वारा 20वीं इलेक्ट्रिक पावर सर्वे कमेटी (ईपीएससी) गठित की गई। समिति के विचारार्थ विषय इस प्रकार थे:

- i. वर्ष 2021-22 से 2031-32 के लिए प्रत्येक राज्य/संघ राज्य क्षेत्र, रीजन और देश के लिए वर्ष-वार विद्युत की मांग का पूर्वानुमान लगाना।
- ii. वर्ष 2036-37 और 2041-42 में प्रत्येक राज्य/केंद्र शासित प्रदेश, रीजन और देश के लिए संभावित विद्युत की मांग को प्रोजेक्ट करना।

ईपीएससी में नीति आयोग, विद्युत मंत्रालय, ऊर्जा दक्षता ब्यूरो, एनटीपीसी, एनएचपीसी, आरईसी, बीवीएमबी, राज्य पारेषण कंपनियों, विद्युत विभागों, टेरी, फिक्की, सीआईआई, एनसीईआर, आदि के प्रतिनिधियों के साथ विद्युत क्षेत्र में हितधारकों का व्यापक प्रतिनिधित्व है। ईपीएससी द्वारा सुझाए गए तरीके के आधार पर, 2021-22 से 2031-32 के वर्षों के लिए डिस्कॉम/राज्यों/केंद्र शासित प्रदेशों/क्षेत्रों और देश के लिए पार्शियल एंड यूज मेथड (पीईयूएम) के माध्यम से विद्युत की मांग का अनुमान लगाया गया है। 20वीं इलेक्ट्रिक पावर सर्वे (ईपीएस) रिपोर्ट केविप्रा द्वारा नवंबर, 2022 में प्रकाशित की गई थी।

4.2 अपनाई गई पद्धति

पार्शियल एंड यूज मेथड (पीईयूएम), जो समय श्रृंखला विश्लेषण और अंतिम उपयोग विधि का एक संयोजन है, का उपयोग 20वीं ईपीएस के लिए देश की विद्युत की मांग को प्रोजेक्ट करने के लिए किया गया है। पीईयूएम एक "बॉटम-अप" दृष्टिकोण है जो उपयोगकर्ता के अंतिम उपयोग या अंतिम ऊर्जा जरूरतों पर केंद्रित है। पिछले डेटा से सामान्य विकास प्रवृत्तियों के अलावा, विभिन्न उभरते पहलुओं और सरकार की पहल/नीतियों जैसे ऊर्जा दक्षता उपायों, इलेक्ट्रिक वाहनों का प्रवेश, सोलर रूफ टॉप, राष्ट्रीय हाइड्रोजन ऊर्जा मिशन, पीएम कुसुम योजना आदि के संभावित प्रभाव को भी भविष्य में विद्युत की मांग का आकलन करते समय ध्यान में रखा गया है।

4.2.1 विद्युत की मांग के अनुमान के लिए आँकड़े

विद्युत की मांग के अनुमान के लिए, वर्ष 2010-11 से 2020-21 की अवधि के लिए वार्षिक श्रेणी-वार विद्युत खपत के आँकड़े (घरेलू, वाणिज्यिक, सिंचाई, औद्योगिक, आदि), पारेषण और वितरण नुकसान, ओपन एक्सेस और पीक डिमांड को डिस्कॉम/यूटिलिटीज, राज्यों/संघ राज्य क्षेत्रों के विद्युत विभाग द्वारा प्रस्तुत किया गया था। केविप्रा द्वारा वास्तविक विद्युत ऊर्जा की आवश्यकता और उपलब्धता, विद्युत की पीक मांग और पीक मेट और अंतर-क्षेत्रीय और अखिल भारतीय विविधता कारकों का संकेत देते हुए राज्य/संघ राज्य क्षेत्र वार वार्षिक विवरण का भी अध्ययन किया गया और मांग पूर्वानुमान के लिए विचार किया गया।

20वें ईपीएस में अगले 20 वर्षों के लिए अर्थात् 2021-22 से 2031-32 तक वर्षवार अनुमान और वर्ष 2036-37 और 2041-42 के लिए संभावित विद्युत मांग अनुमान शामिल है। विद्युत की मांग का मध्यम/दीर्घावधि प्रक्षेपण 73 डिस्कॉम, 36 राज्यों/केंद्र शासित प्रदेशों, 5 क्षेत्रों और देश के लिए किया गया है।

4.3 विद्युत मांग के अनुमान का अवलोकन

4.3.1 अखिल भारतीय स्तर पर वर्ष 2021-22 से 2031-32 तक विद्युत की मांग का अनुमान

वर्ष 2021-22, 2026-27 और 2031-32 के दौरान अखिल भारतीय स्तर पर विद्युत की खपत क्रमशः 1138 बीयू, 1610.1 बीयू और 2133.4 बीयू आंकी गई है।

वर्ष 2021-22, 2026-27 और 2031-32 के दौरान अखिल भारतीय आधार पर विद्युत ऊर्जा की आवश्यकता क्रमशः 1381.6 बीयू, 1907.8 बीयू और 2473.8 बीयू आंकी गई है। वर्ष 2021-22 के दौरान अधिकतम विद्युत की मांग 203.1 गीगावाट, 2026-27 के दौरान 277.2 गीगावाट और वर्ष 2031-32 के दौरान 366.4 गीगावाट आंकी गई है। वर्ष 2021-22, 2026-27 और 2031-32 के लिए विद्युत ऊर्जा की खपत, टीएंडडी नुकसान, विद्युत ऊर्जा की आवश्यकता, वार्षिक भार कारक और अधिकतम विद्युत की मांग को तालिका 4.1 में संक्षेपित किया गया है।

तालिका 4.1

20वीं ईपीएस रिपोर्ट के अनुसार अखिल भारतीय आधार पर वर्ष 2021-22, 2026-27 और 2031-32 के लिए विद्युत ऊर्जा की खपत, टीएंडडी नुकसान, विद्युत ऊर्जा की आवश्यकता और उच्चतम विद्युत की मांग

विवरण	वर्ष			उच्चतम मांग सीएजीआर	
	2021-22	2026-27	2031-32	2021-22 से 2026-27	2026-27 से 2031-32
कुल ऊर्जा खपत - एमयू	11,38,408	16,10,053	21,33,380	7.18	5.79
टीएंडडी नुकसान - एमयू	2,43,237	2,97,782	3,40,396		
टीएंडडी नुकसान - एक्स बस - %	17.60	15.61	13.76		
विद्युत ऊर्जा की आवश्यकता (एक्स बस) - एमयू	13,81,646	19,07,835	24,73,776	6.67	5.33
वार्षिक लोड फैक्टर - %	77.65	78.57	77.07		
उच्चतम विद्युत मांग (एक्स-बस) - मेगावाट	2,03,115	2,77,201	3,66,393	6.42	5.74

जैसा कि तालिका 4.1 से स्पष्ट है, वर्ष 2021-22 से 2026-27 तक और 2026-27 से 2031-32 तक विद्युत ऊर्जा आवश्यकता का सीएजीआर क्रमशः 6.67% और 5.33% होने की उम्मीद है। वर्ष 2016-17 से 2020-21 तक देश में विद्युत ऊर्जा आवश्यकता का सीएजीआर 3.78% था।

वर्ष 2021-22 से 2026-27 और 2026-27 से 2031-32 तक विद्युत ऊर्जा खपत का सीएजीआर क्रमशः 7.18% और 5.79% रहने की उम्मीद है। विद्युत ऊर्जा आवश्यकता में प्रतिशत वृद्धि, टीएंडडी हानियों में कमी के कारण विद्युत की खपत में वृद्धि से कम है।

4.3.2 वर्ष 2021-22, 2026-27 और 2031-32 के लिए क्षेत्रवार विद्युत मांग का अनुमान

वर्ष 2021-22, 2026-27 और 2031-32 के लिए विद्युत ऊर्जा आवश्यकता और उच्चतम विद्युत मांग का क्षेत्रवार सारांश तालिका 4.2 में दिया गया है।

तालिका 4.2

वर्ष 2026-27 और 2031-32 के लिए अनुमानित क्षेत्र-वार विद्युत ऊर्जा आवश्यकता और उच्चतम विद्युत की मांग

क्षेत्र	ऊर्जा की आवश्यकता (एमयू में)			उच्चतम मांग (मेगावाट में)		
	2021-22	2026-27	2031-32	2021-22	2026-27	2031-32
उत्तरी क्षेत्र	4,18,188	5,92,312	7,73,545	73,367	97,898	1,27,553
पश्चिमी क्षेत्र	4,28,994	5,96,793	7,63,198	65,437	89,457	1,14,766
दक्षिणी क्षेत्र	3,51,611	4,60,853	5,96,557	61,165	80,864	1,07,259
पूर्वी क्षेत्र	1,64,542	2,32,971	3,08,103	26,043	37,265	50,420
उत्तर -पूर्व क्षेत्र	18,312	24,904	32,373	3,437	4,855	6,519
अखिल भारत	13,81,646	19,07,835	24,73,776	2,03,115	2,77,201	3,66,393

वर्ष 2021-22, 2026-27 और 2031-32 के लिए विद्युत ऊर्जा आवश्यकता (एक्स-बस) और पीक विद्युत की मांग का राज्य/संघ राज्य-वार विवरण क्रमशः अनुबंध-4.1 और अनुबंध-4.2 में दिया गया है।

इलेक्ट्रिक पावर सर्वे कमेटी द्वारा किए गए विद्युत की मांग के अनुमान में केवल यूटिलिटी प्रणाली के लिए विद्युत की मांग शामिल है। अनुमानों में उद्योगों और अन्य उपभोक्ताओं की विद्युत की मांग का वह हिस्सा शामिल नहीं है जो कैप्टिव विद्युत संयंत्रों से पूरा किया जाएगा।

4.4 कैप्टिव पावर प्लांट (सीपीपी)

देश में विभिन्न प्रकार और आकारों के सह-उत्पादन विद्युत संयंत्रों सहित बड़ी संख्या में कैप्टिव विद्युत संयंत्र मौजूद हैं जिनका उपयोग या तो प्रक्रिया उद्योग में या आंतरिक खपत के लिए किया जाता है। कई उद्योग ग्रिड पावर पर निर्भर नहीं रहना चाहते हैं और उन्होंने अपने कैप्टिव पावर प्लांट स्थापित किए हैं ताकि उन्हें विश्वसनीय और गुणवत्तापूर्ण विद्युत उपलब्ध हो सके। ग्रिड आपूर्ति उपलब्ध नहीं होने पर केवल आपात स्थितियों के दौरान संचालन के लिए कुछ कैप्टिव संयंत्रों को स्टैंडबाय इकाइयों के रूप में भी स्थापित किया जाता है। इसलिए, सह-उत्पादन विद्युत संयंत्रों सहित कैप्टिव विद्युत संयंत्र देश की विद्युत की मांग को पूरा करने में एक पूरक भूमिका निभाते हैं।

4.4.1 कैप्टिव विद्युत संयंत्रों से स्थापित क्षमता और विद्युत उत्पादन

पिछले कुछ वर्षों में कैप्टिव संयंत्र एकल प्रवर्तकों के स्वामित्व वाले संयंत्रों से लेकर समूह कैप्टिव तक अपनी अधिशेष विद्युत बेचकर लाभ को अधिकतम करने के माध्यम से विकसित हुए हैं। कैप्टिव पावर प्लांट्स (1 मेगावाट और उससे अधिक) की स्थापित क्षमता 1950 में 588 मेगावाट से बढ़कर मार्च, 2021 तक 78508 मेगावाट हो गई है। सीपीपी द्वारा उत्पन्न सकल ऊर्जा 2020-21 में 224833 एमयू थी। विवरण तालिका 4.3 में दर्शाया गया है।

तालिका 4.3

सीपीपी की स्थापित क्षमता (31.03.2021 को 1 मेगावाट और उससे अधिक)

क्र.सं.	प्रकार	स्थापित क्षमता (मेगावाट)	2020-21 में सकल उत्पादन (एमयू)
1	जलविद्युत	131	339
2	भाप	47,760	193,143
3	डीज़ल	17,563	2,504
4	गैस	7,361	21,684
5	आरईएस (सौर, पवन आदि)	5,694	7,158
	कुल	78,508	224,833

कैप्टिव संयंत्रों पर जोर दिए जाने और अधिशेष विद्युत को ग्रिड में डालने को प्रोत्साहित करने के मद्देनजर, कैप्टिव विद्युत संयंत्र भी ग्रिड में अतिरिक्त बिजली की फीडिंग कर रहे हैं। इसका विवरण तालिका 4.4 में दिया गया है।

तालिका 4.4

विद्युत ऊर्जा उत्पादन, सीपीपी की स्वयं की खपत और कंपनियों को निर्यात की गई विद्युत (एमयू में)

	उत्पन्न ऊर्जा	सहायक खपत	शुद्ध उत्पादन	कंपनियों को निर्यात	स्व खपत
2015-16	1,68,372	14,693	1,53,680	15,853	1,37,827
2016-17	1,72,046	14,887	1,57,159	10,070	1,47,090
2017-18	1,79,777	16,152	1,63,625	13,329	1,50,296
2018-19	2,13,074	17,256	1,95,818	23,364	1,72,454
2019-20	2,39,567	17,755	2,21,812	26,072	1,95,739
2020-21	2,24,833	14,939	2,09,894	21,336	1,88,558

ग्रिड आपूर्ति में सुधार के साथ, उद्योग कैप्टिव विद्युत संयंत्रों से विद्युत की खपत के बजाय ग्रिड आपूर्ति में स्थानांतरित हो सकते हैं। हालाँकि, चूंकि वर्तमान में औद्योगिक और वाणिज्यिक उपभोक्ताओं के लिए विद्युत की दरें अधिक हैं क्योंकि ये छोटे उपभोक्ताओं को क्रॉस-सब्सिडी दे रहे हैं, इसलिए औद्योगिक और वाणिज्यिक उपभोक्ताओं के लिए अपने कैप्टिव विद्युत संयंत्रों से विद्युत लेना सस्ता हो सकता है। इसलिए, कैप्टिव पावर प्लांट की स्थापना में अभी भी वृद्धि देखी गई है और भविष्य में इसी तरह के रुझान की उम्मीद है।

सीपीपी से विद्युत ऊर्जा की स्व-खपत का सारांश तालिका 4.5 में दिया गया है।

तालिका 4.5

सीपीपी उत्पादन से ऊर्जा खपत (स्व-उपयोग) का पूर्वानुमान

सीपीपी	वर्ष	
	2026-27	2031-32
सीपीपी की स्व-विद्युत ऊर्जा (एमयू में)	3,68,549	6,01,660

4.5 निष्कर्ष

उत्पादन क्षमता वृद्धि की आवश्यकता की गणना के लिए 20वीं ईपीएस रिपोर्ट के अनुसार अखिल भारतीय स्तर पर विद्युत ऊर्जा की आवश्यकता और उच्चतम मांग को लिया गया है। ईपीएस में सभी हितधारक शामिल हैं और इसमें व्यापक कवायद किया गया है। वितरण कंपनी वार विद्युत मांग का आकलन राज्य, क्षेत्र और अखिल भारतीय विद्युत मांग अनुमान का पता लगाने के लिए किया गया है। उत्पादन विस्तार योजना प्रयोग के लिए अपनाई गई अखिल भारतीय आधार पर विद्युत ऊर्जा की आवश्यकता और उच्चतम विद्युत की मांग निम्नानुसार है:

वर्ष	विद्युत ऊर्जा आवश्यकता (एमयू)	पीक विद्युत की मांग (मेगावाट)
2026-27	19,07,835	2,77,201
2031-32	24,73,776	3,66,393

अनुलग्नक- 4.1

पावर स्टेशन बस बार (यूटिलिटीज) पर राज्य/संघ राज्य क्षेत्र वार विद्युत ऊर्जा आवश्यकता (एमयू)

राज्य	2021-22	2026-27	2031-32
चंडीगढ़	1,606	1,911	2,157
दिल्ली	31,527	42,566	52,792
हरयाणा	55,535	82,981	1,14,636
हिमाचल प्रदेश	12,115	15,238	18,807
जम्मू और कश्मीर	19,324	22,507	28,294
लद्दाख	190	321	551
पंजाब	62,851	81,959	1,04,928
राजस्थान	89,918	1,33,550	1,71,883
उत्तर प्रदेश	1,29,580	1,91,138	2,53,974
उत्तराखंड	15,541	20,142	25,524
उत्तरी क्षेत्र	4,18,188	5,92,312	7,73,545
छत्तीसगढ़	31,948	47,208	63,436
दादर नगर हवेली	6,848	9,559	11,919
दमन और दीव	2,615	3,437	4,355
गोवा	4,456	5,512	6,847

गुजरात	1,23,788	1,82,507	2,42,993
मध्य प्रदेश	86,521	1,28,844	1,68,854
महाराष्ट्र	1,72,818	2,19,726	2,64,793
पश्चिमी क्षेत्र	4,28,994	5,96,793	7,63,198
आंध्र प्रदेश	68,438	98,162	1,37,022
कर्नाटक	72,799	88,232	1,05,970
केरल	26,626	33,903	42,885
लक्षद्वीप	56	66	77
पुदुचेरी	2,907	3,436	3,947
तमिलनाडु	1,09,914	1,44,086	1,86,106
तेलंगाना	70,871	92,967	1,20,549
दक्षिणी क्षेत्र	3,51,611	4,60,853	5,96,557
अंडमान और निकोबार	338	368	394
बिहार	36,239	58,256	82,876
डीवीसी	16,630	23,087	31,211
झारखंड	18,355	25,463	33,799
ओडिशा	38,344	48,627	59,286
सिक्किम	616	819	1,093
पश्चिम बंगाल	54,020	76,352	99,443
पूर्वी क्षेत्र	1,64,542	2,32,971	3,08,103
आंध्र प्रदेश	875	1,117	1,397
असम	10,869	15,151	20,285
मणिपुर	1,029	1,363	1,794
मेघालय	2,264	2,711	3,134
मिजोरम	823	1,252	1,816
नगालैंड	867	1,088	1,299
त्रिपुरा	1,585	2,222	2,648
उत्तर पूर्वी क्षेत्र	18,312	24,904	32,373
संपूर्ण भारत	13,81,646	19,07,835	24,73,776

अनुलग्नक- 4.2

पावर स्टेशन बस बार (यूटिलिटीज) पर राज्य/संघ राज्य क्षेत्र के अनुसार पीक विद्युत की मांग (मेगावाट में)

राज्य	2021-22	2026-27	2031-32
चंडीगढ़	428	492	563
दिल्ली	7,329	9,460	12,222
हरयाणा	12,137	16,337	21,644
हिमाचल प्रदेश	2,033	2,571	3,190
जम्मू और कश्मीर	3,000	3,566	4,633
लद्दाख	61	85	120
पंजाब	13,558	16,925	20,587
राजस्थान	15,803	21,175	27,032
उत्तर प्रदेश	24,991	33,017	44,066
उत्तराखंड	2,474	3,249	4,159
उत्तरी क्षेत्र	73,367	97,898	1,27,553
छत्तीसगढ़	5,029	7,081	9,713
दादर नगर हवेली	892	1,273	1,617
दमन और दीव	373	493	631
गोवा	703	901	1,128
गुजरात	19,457	27,710	36,287
मध्य प्रदेश	15,941	21,592	27,386
महाराष्ट्र	28,083	36,376	44,622
पश्चिमी क्षेत्र	65,437	89,457	1,14,766
आंध्र प्रदेश	12,563	17,758	24,387
कर्नाटक	14,841	17,810	21,613
केरल	4,390	5,549	6,967
लक्षद्वीप	11	13	15

पुदुचेरी	473	567	652
तमिलनाडु	16,899	21,736	28,291
तेलंगाना	14,176	19,529	27,059
दक्षिणी क्षेत्र	61,165	80,864	1,07,259
अंडमान और निकोबार	60	67	75
बिहार	6,923	10,553	15,159
डीवीसी	3,081	4,220	5,649
झारखंड	2,835	3,808	4,997
ओडिशा	5,645	7,630	9,782
सिक्किम	134	179	241
पश्चिम बंगाल	9,090	12,891	16,824
पूर्वी क्षेत्र	26,043	37,265	50,420
एपी	170	223	282
असम	2,138	3,045	4,128
मणिपुर	260	344	448
मेघालय	408	492	575
मिजोरम	157	231	331
नगालैंड	155	195	235
त्रिपुरा	329	531	731
उत्तर पूर्वी क्षेत्र	3,437	4,855	6,519
संपूर्ण भारत	2,03,115	2,77,201	3,66,393

अध्याय 5

उत्पादन योजना

5.0 प्रस्तावना

भारत में विद्युत की मांग लगातार बढ़ रही है क्योंकि विद्युत, देश के सामाजिक-आर्थिक विकास को प्राप्त करने का एक महत्वपूर्ण स्रोत है। विद्युत की लगातार बढ़ती मांग को पूरा करने के लिए अन्य उपायों के साथ-साथ उत्पादन क्षमता में वृद्धि देश की सर्वोच्च प्राथमिकता रही है। हालांकि, पर्यावरण और जलवायु परिवर्तन पर बढ़ती चिंताओं के साथ, विद्युत उत्पादन के लिए उपलब्ध विकल्पों ने वैश्विक स्तर पर एक महत्वपूर्ण बदलाव दिखाया है, जिससे उत्पादन क्षमता मिश्रण बदल रहा है। विश्व स्तर पर एक सक्रिय भागीदार होने के नाते भारत ने सतत विकास और स्वच्छ पर्यावरण की दिशा में पहल की है। स्वच्छ ऊर्जा स्रोत आंतराष्ट्रिक प्रवृत्ति के बावजूद विद्युत उत्पादन में क़िफ़ायती रहे हैं और विद्युत मांग को पूरा करने में महत्वपूर्ण और प्रमुख भूमिका निभा रहे हैं। विद्युत की भावी मांग को पूरा करने के लिए उत्पादन क्षमता मिश्रण, जो आर्थिक रूप से व्यवहार्य, पर्यावरण की दृष्टि से स्वस्थ और सामाजिक रूप से उचित है, को उत्पादन विस्तार योजना अध्ययन से पता लगाया जा सकता है। इस अध्याय में बदलाव को ध्यान में रखते हुए वर्ष 2026-27 और 2031-32 के अंत तक आवश्यक क्षमता वृद्धि का आकलन करने के लिए अपनाए गए उत्पादन योजना के सिद्धांतों और कार्यप्रणाली पर प्रकाश डाला गया है।

5.1 भारत में विद्युत उत्पादन के लिए संसाधन

कोयला हमारे देश में अब तक विद्युत उत्पादन का प्रमुख स्रोत रहा है, लेकिन पर्यावरण संबंधी चिंताओं के साथ देश में बहुतायत के साथ उपलब्ध सौर और पवन संसाधनों और उनकी लागत में कमी ने ग्रिड की स्थिरता और सुरक्षा को ध्यान में रखते हुए इन संसाधनों को पूर्ण संभव सीमा तक दोहन करने के अवसर दिए हैं।

वर्तमान में, विद्युत उत्पादन के लिए निम्नलिखित विकल्प उपलब्ध हैं:

- पारंपरिक स्रोत - कोयला और लिग्नाइट, नाभिकीय, प्राकृतिक गैस
- नए और नवीकरणीय ऊर्जा स्रोत- सौर, पवन, बायोमास, बड़े और छोटे हाइड्रो, जियोथर्मल, अपशिष्ट से ऊर्जा, बैटरी ऊर्जा भंडारण प्रणाली, हाइड्रोजन/ईंधन सेल, आदि।
- भंडारण स्रोत - पंप भंडारण प्रणाली, बैटरी ऊर्जा भंडारण प्रणाली, हाइड्रोजन/ईंधन सेल, आदि।

5.2 भारत में उत्पादन स्रोत

5.2.1 कोयला/लिग्नाइट

कोयला आधारित विद्युत उत्पादन भारतीय विद्युत क्षेत्र की रीढ़ है और घरेलू कोयले की प्रचुर उपलब्धता के कारण देश में विद्युत उत्पादन में महत्वपूर्ण भूमिका निभा सकता है। हालांकि, पर्यावरणीय चिंताओं के लिए सुपरक्रिटिकल और अल्ट्रा-सुपर क्रिटिकल तकनीकों जैसी स्वच्छ कोयला तकनीकों को अपनाने की आवश्यकता है। 31.03.2022 को लिग्नाइट आधारित स्थापित क्षमता सहित कोयला 2,10,700 मेगावाट था जो देश में कुल स्थापित क्षमता का लगभग 52.7% था। कोयला आधारित क्षमता 31.12.2022 तक मामूली रूप से घटकर 2,10,395.5 मेगावाट हो गई है जो देश में स्थापित क्षमता का लगभग 51.3% है। हालांकि, बढ़ती पर्यावरणीय चिंताओं और स्वच्छ उत्पादन प्रौद्योगिकियों को अपनाने पर वैश्विक जोर का असर निकट भविष्य में देश में कोयला आधारित स्थापित क्षमता के हिस्से पर पड़ने वाला है, हालांकि कोयला आधारित उत्पादन का हिस्सा अधिक बना रह सकता है। पहले के बेस लोड स्टेशनों के विपरीत नवीकरणीय आधारित उत्पादन की विशाल अंतराल और परिवर्तनशीलता के मद्देनजर कोयला आधारित संयंत्रों को अधिक लचीले तरीके से संचालित करने पर जोर देने की आवश्यकता है।

5.2.2 गैस

गैस आधारित क्षमता में तेजी से रैंप-अप और रैंप-डाउन करने की क्षमता है। अक्षय ऊर्जा के बड़े पैमाने पर एकीकरण को देखते हुए तेजी से रैंपिंग क्षमता का लाभ अधिक महत्वपूर्ण हो जाता है। कोयला आधारित संयंत्रों की तुलना में

आधुनिक कंबाईंड साइकिल गैस टर्बाइन (सीसीजीटी) में लगभग 55% की उच्च दक्षता है (सुपरक्रिटिकल इकाइयों की सकल दक्षता लगभग 40% है)। गैस टर्बाइनों/इंजनों को इस तरह से संचालित किया जा सकता है कि पीक घंटों के दौरान उत्पादन को अधिकतम किया जा सके और ऑफ-पीक घंटों के दौरान न्यूनतम किया जा सके। हालांकि, घरेलू गैस का उत्पादन और आपूर्ति विद्युत क्षेत्र सहित देश में प्राकृतिक गैस की बढ़ती मांग के साथ तालमेल नहीं बिठा रही है। देश में गैस आधारित विद्युत स्टेशनों के लिए घरेलू गैस की आपूर्ति अपर्याप्त है जिसके कारण देश को गैस आधारित स्टेशनों से संभावित उत्पादन हानि का सामना करना पड़ रहा है। देश की गैस आधारित स्थापित क्षमता (तरल आधारित सहित) 31.3.2022 को 24,899.51 मेगावाट थी जो देश की कुल स्थापित क्षमता का 6.2% थी।

31.12.2022 तक, गैस आधारित विद्युत स्टेशनों की स्थापित क्षमता 24,824.21 मेगावाट (तरल आधारित सहित) थी।

2021-22 तक, मौजूदा गैस आधारित विद्युत संयंत्र लगभग 17.2% के पीएलएफ पर काम कर रहे हैं।

5.2.3 नाभिकीय

31.3.2022 तक न्यूक्लियर पावर कॉरपोरेशन इंडिया लिमिटेड 6,780 मेगावाट की स्थापित क्षमता के साथ 21 रिएक्टरों का संचालन कर रहा है, जो देश की कुल स्थापित क्षमता का 1.7% था।

5.2.4 जलविद्युत

देश में कुल 845 जलविद्युत योजनाओं की कुल संख्या में से 84,044 मेगावाट (60% लोड फैक्टर पर) के रूप में कुल हाइड्रो इलेक्ट्रिक पावर क्षमता का आकलन किया गया था, जो पूरी तरह से विकसित होने पर संभावित औसत लोड फैक्टर के आधार पर लगभग 1,48,701 मेगावाट की स्थापित क्षमता का परिणाम होगा, जिसमें से एच.ई. योजनाओं की क्षमता 25 मेगावाट से अधिक स्थापित क्षमता कुल 592 एच.ई. योजनाओं से 1,45,320 मेगावाट है। कुल ऊर्जा क्षमता का आकलन प्रति वर्ष 600 बिलियन यूनिट के रूप में किया जाता है। हालांकि, भारत की जलविद्युत क्षमता का पूर्ण विकास, तकनीकी रूप से व्यवहार्य है, पानी के अधिकार, परियोजना प्रभावित लोगों के पुनर्वास और पर्यावरण संबंधी चिंताओं आदि के मुद्दों सहित विभिन्न मुद्दों का सामना करता है और इन सभी मुद्दों को पूर्ण क्षमता का दोहन करने के लिए हल करने की आवश्यकता है।

31.03.2022 तक, देश में जलविद्युत ऊर्जा संयंत्रों (25 मेगावाट से ऊपर) की स्थापित क्षमता 41,976.52 मेगावाट (4,746 मेगावाट पीएसपी को छोड़कर) थी जो देश की कुल स्थापित क्षमता का 11.7% था।

31.12.2022 तक, देश में पनविद्युत संयंत्रों (25 मेगावाट से ऊपर) की स्थापित क्षमता बढ़कर 42,104.17 मेगावाट हो गई है।

5.2.5 सौर

सौर पट्टी में स्थित होने के कारण भारत के पास सौर विकिरण का प्रचुर स्रोत है और विद्युत उत्पादन के लिए लगभग 749 गीगावाट (एमएनआरई द्वारा प्रस्तुत आंकड़ों के अनुसार) की विशाल सौर क्षमता है। सौर पैनलों की गिरती कीमतों ने सौर टैरिफ को अभूतपूर्व तरीके से कम कर दिया है जिससे यह आर्थिक रूप से विद्युत उत्पादन के सर्वोत्तम स्रोतों में से एक बन गया है। हालांकि, सौर ऊर्जा की दैनिक प्रकृति के कारण शाम के समय होने वाली मांग को पूरा करने में असमर्थ है और देश की शाम को विद्युत की उच्चतम मांग को पूरा करने के लिए अन्य उत्पादन के साधनों की आवश्यकता है। 31.03.2022 तक देश में सौर ऊर्जा की स्थापित क्षमता 53,996.54 मेगावाट थी जो देश की कुल स्थापित क्षमता का 13.5% थी।

31.12.2022 को सौर ऊर्जा की स्थापित क्षमता 63,302.49 मेगावाट थी। कुल स्थापित क्षमता में सौर क्षमता का हिस्सा आने वाले वर्षों में काफी बढ़ने की संभावना है।

5.2.6 पवन

भारत में इसकी लंबी तटरेखा (एमएनआरई के अनुसार) के कारण 100 मीटर की ऊंचाई पर लगभग 302 गीगावाट और 120 मीटर पर 695.5 गीगावाट की पर्याप्त पवन क्षमता है। भारत ने अपतटीय पवन उत्पादन को विकसित

करना भी शुरू कर दिया है जिससे उच्च हब ऊंचाई पर पवन उत्पादन के अलावा पवन क्षमता में वृद्धि हुई है। 31.03.2022 को पवन से स्थापित क्षमता 40,357.58 मेगावाट थी। कुल स्थापित क्षमता में पवन क्षमता का हिस्सा लगभग 10.1% था। हब की ऊंचाई में वृद्धि और पवन-आधारित क्षमता में वृद्धि के साथ, आने वाले वर्षों में पवन क्षमता की हिस्सेदारी में भी काफी वृद्धि होने की संभावना है।

31.12.2022 को पवन से स्थापित क्षमता 41,929.78 मेगावाट थी

5.2.7 बायो-पावर

बायोमास की उपलब्धता के आधार पर बायोमास से विद्युत उत्पादन की क्षमता का आकलन लगभग 28 गीगावाट किया गया है। 31.03.2022 को बायोमास से स्थापित क्षमता (अपशिष्ट से ऊर्जा सहित) 10,682.36 मेगावाट थी। कुल स्थापित क्षमता में बायोमास क्षमता का हिस्सा लगभग 2.7% था।

31.12.2022 तक बायोमास (अपशिष्ट से ऊर्जा सहित) की स्थापित क्षमता 10,732.23 मेगावाट है

5.2.8 लघु जलविद्युत

हमारे देश में 25 मेगावाट तक की स्थापित क्षमता वाले हाइड्रो प्लांट्स को लघु पनविद्युत के रूप में वर्गीकृत किया गया है। लघु पनविद्युत आधारित संयंत्रों में लगभग 20 गीगावाट की विद्युत उत्पादन क्षमता है। 31.3.2022 को लघु पनविद्युत की स्थापित क्षमता 4,848.9 मेगावाट थी, जो कुल स्थापित क्षमता का 1.2% है। 31.12.2022 को लघु पनविद्युत से स्थापित क्षमता बढ़कर 4,935.65 मेगावाट हो गई।

5.2.9 ऊर्जा भंडारण प्रणाली

सौर और पवन ऊर्जा जैसे परिवर्तनीय नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों (वीआरई)के बड़े पैमाने पर परिणियोजन द्वारा संचालित ऊर्जा संक्रमण के अगले चरण को ऊर्जा भंडारण की प्रमुख प्रौद्योगिकियों द्वारा पूरी तरह से साधित किया जा सकता है। वास्तविक समय के आधार पर आपूर्ति की गुणवत्ता सुनिश्चित करने के साथ-साथ विभिन्न समय क्षितिज (मिनट, दिन, सप्ताह) में अतिरिक्त विद्युत को स्टोर करने की क्षमता सुनिश्चित करने वाले आंतरायिक उत्पादन स्रोतों की ग्रिड एकीकरण चुनौतियों को विद्युत भंडारण प्रणालियों द्वारा हासिल किया जा सकता है। कई ग्रिड स्केल ऊर्जा भंडारण प्रणालियां दुनिया भर में व्यावसायिक रूप से उपलब्ध हैं जिनमें पंप भंडारण संयंत्र, बैटरी ऊर्जा भंडारण प्रणाली आदि शामिल हैं। हालांकि, ग्रीन हाइड्रोजन जैसी कई अन्य ऊर्जा भंडारण प्रौद्योगिकियां विकास के प्रारंभिक चरण में हैं।

5.2.9.1 पंप हाइड्रो स्टोरेज सिस्टम

जबकि विश्व स्तर पर ऊर्जा भंडारण प्रणालियों के कई रूप स्थापित किए गए हैं, पंप स्टोरेज प्लांट (पीएसपी) कई देशों की विद्युत व्यवस्था में पीक ऊर्जा प्रदान करने और सिस्टम स्थिरता बनाए रखने में तेजी से महत्वपूर्ण भूमिका निभा रहे हैं। पंप स्टोरेज संसाधन लंबे समय तक तकनीकी रूप से सिद्ध, अत्यधिक कुशल, पर्यावरण के अनुकूल और बड़े पैमाने पर ऊर्जा भंडारण का लचीला तरीका है जो आंतरायिक और परिवर्तनशील ऊर्जा को संग्रहीत करता है। पीएसपी विद्युत प्रणाली संचालन की समग्र अर्थव्यवस्था में सुधार करते हैं और कम लोड अवधि के दौरान थर्मल स्टेशनों की परिचालन समस्याओं को कम करते हैं। पंप किए गए भंडारण संसाधन के अन्य लाभ सिस्टम के लिए लगभग बिना किसी कीमत पर स्पनिंग रिजर्व की उपलब्धता और नेटवर्क में अचानक लोड परिवर्तन को पूरा करने के साथ ग्रिड आवृत्ति को विनियमित करना है। यह लचीली क्षमता, वोल्टेज समर्थन और ब्लैक स्टार्ट सुविधा आदि जैसे सहायक लाभ भी प्रदान कर सकता है। मूल रूप से स्थापना के बाद पंप स्टोरेज संसाधन काफी उन्नत हो गए हैं और अब इसमें एडजस्टेबल स्पीड पंप टर्बाइन शामिल हैं जो ग्रिड के आसान और अधिक लचीले संचालन के लिए जल्दी से मोटर से जनरेटर, सिंक्रोनस कंडेनसर मोड में शिफ्ट हो सकते हैं। ऑफ-रिवर पीएसपी की अवधारणा हाल के वर्षों में अपनी कम पूंजी लागत / संचालन से उत्पन्न होने वाले भारी लाभों के कारण लोकप्रिय हो रही है। वर्तमान में भारत ऑफ-रिवर स्टोरेज सिस्टम की खोज कर रहा है जिसे कम लागत और तेज गति से निष्पादित किया जा सकता है।

31.12.2022 तक, देश में पीएसपी आधारित स्थापित क्षमता 4,746 मेगावाट है।

5.2.9.2 बैटरी एनर्जी स्टोरेज सिस्टम (बीईएसएस)

बैटरी एनर्जी स्टोरेज सिस्टम (बीईएसएस) विशेष रूप से लिथियम-आयन बैटरी पर आधारित स्टोरेज विकल्पों में से एक है। बीईएसएस की लागत अभूतपूर्व तरीके से कम हो रही है जिससे यह परिनियोजन के लिए पसंदीदा विकल्पों में से एक बन गया है। बीईएसएस के पास भार में उतार-चढ़ाव, उत्पादन में आंतरायिक की तुलना में ग्रिड को संतुलित करने के विभिन्न फायदे हैं। ऊर्जा भंडारण ऊर्जा समय-स्थानांतरण प्रदान कर सकता है जो परिवर्तनीय नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों की बड़े पैमाने पर परिनियोजन के साथ उपयोगी हो सकता है। हालांकि, भंडारण की आवश्यकता मांग वक्र के आकार और आरई निवेश की सीमा पर निर्भर करती है। ऊर्जा भंडारण प्रौद्योगिकियां ऑपरेटिंग रिजर्व आवश्यकताओं, संतुलन, रैपिंग और आरई एकीकरण सेवाएं भी प्रदान कर सकती हैं।

5.3 उत्पादन योजना का सिद्धांत

उत्पादन योजना प्रक्रिया का उद्देश्य संसाधनों के सबसे कुशल उपयोग को सुनिश्चित करते हुए हर समय मांग को पूरा करने के लिए कम से कम लागत में इष्टतम उत्पादन क्षमता मिश्रण प्राप्त करना है। एनर्जी मॉडलिंग का उद्देश्य भविष्य के बारे में पूर्व सूचना या भविष्यवाणी करना नहीं है, बल्कि विद्युत क्षेत्र के भविष्य को आकार देने वाले प्रमुख कारकों और संबंधों को समझने और तलाशने का एक सहयोगात्मक प्रयास है। इसलिए नियोजन एक ऐसी गतिविधि है जिसमें हर समय और सभी स्थानों पर मांग और आपूर्ति को संतुलित करना शामिल है जो इसे एक नियमित रूप से चलने वाली प्रक्रिया बनाती है।

नियोजन प्रक्रिया में जिन प्रमुख पहलुओं पर विचार किया जाता है वे हैं:

- भारत सरकार की सभी नीतियों के उद्देश्यों को प्राप्त करने के लिए
- सतत विकास प्राप्त करने के लिए
- विश्वसनीयता और लचीलेपन जैसी प्रणाली की वांछित परिचालन विशेषताओं को पूरा करने के लिए।
- संसाधनों का सर्वाधिक दक्षतापूर्ण उपयोग
- ईंधन की उपलब्धता

इस राष्ट्रीय विद्युत योजना को तैयार करते समय, अर्थव्यवस्था और विभिन्न परियोजनाओं की स्थिति के साथ-साथ व्यवहार्यता के दायरे में उपरोक्त पहलुओं पर विचार किया गया है।

5.3.1 सतत विकास

स्वच्छ और हरित ऊर्जा के दायरे में विद्युत विकास का महत्व और प्रासंगिकता सतत आर्थिक विकास के लिए महत्वपूर्ण है। ऐसा विकास विद्युत उत्पादन के लिए उपयुक्त ईंधन/संसाधन के चुनाव पर निर्भर करता है। तदनुसार, योजना देश में सतत विकास को बढ़ावा देने वाले अन्य उपायों और प्रौद्योगिकियों के साथ-साथ हाइड्रो परियोजनाओं सहित नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों के विकास को ध्यान में रखती है।

5.3.2 परिचालन लचीलापन और विश्वसनीयता

विभिन्न ईंधनों का उपयोग करने वाली उत्पादन इकाइयों में अलग-अलग परिचालन विशेषताएं होती हैं। हमारे विद्युत प्रणाली की मांग दिन, मौसम, वर्ष और स्थानिक लोकेशन के समय के साथ बदलती रहती है। इसलिए, हर समय मांग के साथ उत्पादन का मिलान करने के लिए न केवल पर्याप्त क्षमता की स्थापना की आवश्यकता होती है, बल्कि उत्पादन क्षमता के प्रकार के प्रति संवेदनशील होना भी आवश्यक है, जिनमें से प्रत्येक अपने उत्पादन को बदलने की अपनी अनूठी विशेषताओं और ऐसा करने में लगने वाले समय के साथ है। तदनुसार, उत्पादन के प्रकार पर निर्णय लेते समय सिस्टम की इस आवश्यकता पर भी विचार किया जाना चाहिए। इसलिए, पर्याप्तता और ऊर्जा की मात्रा के अलावा, ऊर्जा की 'विश्वसनीयता' और 'गुणवत्ता' के पहलुओं को ध्यान में रखने के लिए योजना प्रक्रिया के दायरे को विस्तृत करना आवश्यक है।

विश्वसनीय पावर सिस्टम ऑपरेशन के लिए स्थापित ऑपरेटिंग मानदंडों के अनुसार आपूर्ति और मांग के निरंतर संतुलन की आवश्यकता होती है जैसे कि सिस्टम वोल्टेज और आवृत्ति को स्वीकार्य सीमा के भीतर बनाए रखना। मांग पैटर्न में परिवर्तन और पूरे दिन और मौसम में परिवर्तनीय अक्षय ऊर्जा स्रोतों से उत्पादन जरूरत पड़ने पर प्रेषण योग्य

स्रोतों से उत्पादन को नियंत्रित करके पूरा किया जाता है। प्रणाली में विश्वसनीयता प्राप्त करने के लिए पर्याप्त आरक्षित क्षमता को भी प्रणाली में नियोजित करने की आवश्यकता है। राष्ट्रीय विद्युत नीति, 2005 हमारे सिस्टम में स्पनिंग रिजर्व के 5% के सृजन का प्रावधान करती है। वर्ष 2022-27 और 2027-32 के दौरान क्षमता वृद्धि की आवश्यकता की योजना बनाते समय इस पर विचार किया गया है।

सिस्टम में स्थिरता की आवश्यकताओं को पूरा करने के लिए, जनरेटर की बदलती मांग और अक्षय ऊर्जा स्रोतों से उपयुक्त विद्युत उत्पादन के लिए तेजी से प्रतिक्रिया करने की क्षमता के मामले में लचीलेपन की एक निश्चित मात्रा उपयुक्त विद्युत उत्पादन संयंत्रों और वित्तीय तंत्र के माध्यम से प्रणाली में पेश किया जाना चाहिए। सिस्टम अतिरिक्त मांग को पूरा करने में भी सक्षम होना चाहिए जो अप्रत्याशित मांग में उतार-चढ़ाव और कुछ उत्पादन इकाइयों के अचानक बंद होने के कारण उत्पन्न होता है।

5.3.3 संसाधनों का दक्षतापूर्ण इस्तेमाल

विद्युत उत्पादन के लिए जीवाश्म ईंधन दुर्लभ हैं और इसलिए इसका उपयोग सर्वाधिक न्यायोचित ढंग से किया जाना चाहिए। पर्यावरण की दृष्टि से भी यह आवश्यक है कि ईंधन की प्रति इकाई उत्पादित ऊर्जा व्यवहार्य सीमा तक अधिकतम हो। यह विद्युत उत्पादन की प्रक्रिया के दौरान होने वाले प्रदूषण को कम करेगा, जिससे स्वच्छ उत्पादन प्राप्त होगा। उत्पादन के नवीकरणीय स्रोतों के अधिकतम उपयोग को प्राथमिकता दी जानी चाहिए क्योंकि उनकी ऊर्जा की परिवर्तनीय लागत न्यूनतम है। हालांकि, ग्रिड विश्वसनीयता सुनिश्चित करते हुए वीआरई कटौती की एक महत्वपूर्ण राशि लागत प्रभावी योजना समाधान का हिस्सा हो सकती है।

5.3.4 ईंधन उपलब्धता की कमी

घरेलू गैस की कमी और आयातित एलएनजी की उच्च लागत के कारण वर्तमान में कई महत्वपूर्ण गैस आधारित क्षमता फंसी हुई है। इसके अतिरिक्त, बायोमास की सामयिक उपलब्धता के कारण बायोमास के लिए ईंधन प्रतिबंध पर भी विचार किया गया है।

5.4 आयोजना टूल - आयोजना मॉडल का विवरण

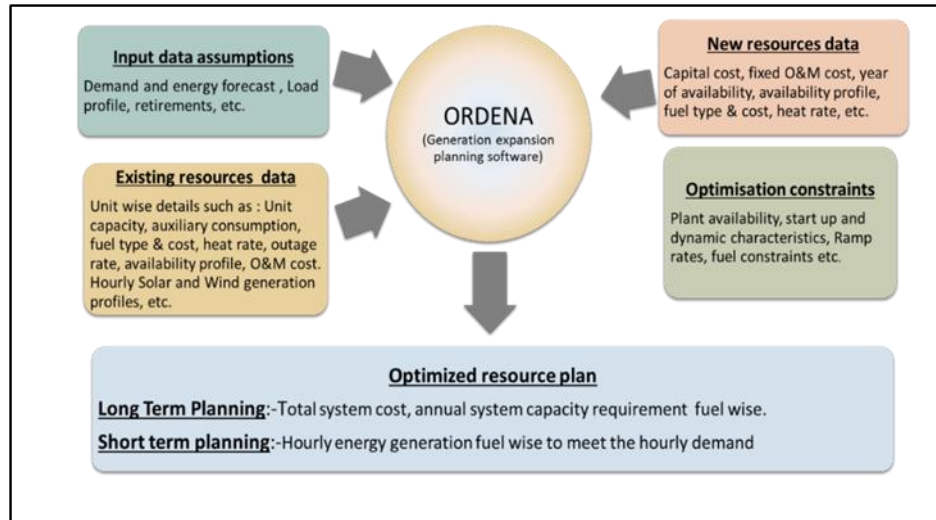
5.4.1 जनरेशन एक्सपेंशन प्लानिंग टूल - ओर्डेना

अध्ययन उत्पादन विस्तार योजना मॉडल अर्थात् ओर्डेना का उपयोग करके किया गया है। ओर्डेना एक मिश्रित पूर्णांक रैखिक अनुकूलन कार्यक्रम है जो कई बाधाओं के अधीन निवेश और परिचालन लागत के शुद्ध वर्तमान मूल्य को कम करता है। प्रमुख बाधाओं में विद्युत आपूर्ति और मांग को संतुलित करना, संसाधन आपूर्ति सीमा, योजना और संचालन आरक्षित सीमा और नीति लक्ष्य शामिल हैं। पारंपरिक उत्पादन, नवीकरणीय उत्पादन और भंडारण के व्यापक पोर्टफोलियो को देखते हुए इन बाधाओं को पूरा किया जाता है।

मोंटे-कार्लो सिमुलेशन का उपयोग करके सिस्टम की विश्वसनीयता निर्धारित करने के लिए ओर्डेना के पास एक विश्वसनीयता मॉड्यूल है। सॉफ्टवेयर विभिन्न उत्पादन प्रौद्योगिकियों से जुड़ी सभी तकनीकी बाधाओं को ध्यान में रखते हुए प्रति घंटा/प्रति घंटा से अधिक बार आर्थिक उत्पादन प्रेषण करने में भी सक्षम है।

सॉफ्टवेयर का योजनाबद्ध आरेख प्रदर्शनी 5.1 पर दिया गया है।

प्रदर्शनी 5.1



5.4.2 जनरेशन एक्सपेंशन प्लानिंग टूल-प्लेक्सोस

प्लेक्सोस एक शक्तिशाली सिमुलेशन इंजन है जो मॉडलर, जनरेटर और बाजार विश्लेषकों को विश्लेषण और निर्णय-समर्थन प्रदान करता है। अन्य अनुकूलन प्लेटफॉर्मों के विपरीत, प्लेक्सोस कई बाजारों- विद्युत, पानी, गैस और नवीकरणीय ऊर्जा में लचीला और सटीक सिमुलेशन प्रदान करता है।

प्लेक्सोस विद्युत, पानी और गैस ऊर्जा प्रणालियों में बाजार सिमुलेशन को एकीकृत करता है जो दीर्घकालिक योजना, मध्यम अवधि और अल्पकालिक शेड्यूलिंग को एक साथ करने में मदद करता है।

5.5 योजना मानदंड

योजना अध्ययन में सभी प्रकार की उत्पादन इकाइयों की उपलब्धता और ऊर्जा उत्पादन क्षमताओं का आकलन करने के लिए सटीक निष्पादन मानकों की आवश्यकता होती है। नियोजन अध्ययन के लिए आवश्यक प्रमुख प्रदर्शन कारक ऑक्सीलिरी विद्युत की खपत, ताप दर, उत्पादन इकाइयों की पूंजीगत लागत, ईंधन लागत, सकल कैलोरी मान, ओ एंड एम लागत आदि हैं। विभिन्न उत्पादन प्रौद्योगिकियों में अलग-अलग प्रचालनात्मक निष्पादन होते हैं और तदनुसार थर्मल (कोयला और लिग्नाइट), कंबाईंड साइकिल गैस परियोजनाओं, जल और नाभिकीय परियोजनाओं के लिए अलग-अलग मानदंड उपयोग किया गया है। थर्मल के विभिन्न आकारों की इकाइयों के लिए उत्पादन योजना मानदंड भिन्न होते हैं। तदनुसार, इकाई आकार के आधार पर अलग-अलग श्रेणियां निकाली गई हैं जैसे- कंबाईंड साइकिल गैस टर्बाइन (सीसीजीटी) बहुत कार्य-कुशल हैं और कम ताप दर है, हालांकि, उनकी उपलब्धता और पीएलएफ प्राकृतिक गैस की उपलब्धता पर निर्भर करती है। चरम उपलब्धता, ऑक्सीलिरी विद्युत की खपत, कई प्रकार की उत्पादन इकाइयों के लिए ताप दर, जैसा कि विस्तार योजना अध्ययन में माना गया है अनुबंध 5.1 में दिए गए हैं।

5.5.1 विश्वसनीयता मानदंड के लिए अपनाए गए प्रतिमानक

अपेक्षित स्तर की विश्वसनीयता सुनिश्चित करते हुए पूर्वानुमानित मांग को पूरा करने के लिए विद्युत प्रणाली की योजना बनाई गई है। हमारे अध्ययनों में, लॉस ऑफ लोड प्रोबेबिलिटी (एलओएलपी) पीक लोड को पूरा करने के लिए सिस्टम की क्षमता को प्रतिबिंबित करने के लिए अपनाए गए विश्वसनीय मानदंड हैं और नार्मलाईज्ड एनर्जी नॉट सवर्ड (एनईएनएस) प्रणाली में पूरी न की गई ऊर्जा आवश्यकता को प्रदर्शित करने वाला मानदंड है। एलओएलपी संभावना है कि एक सिस्टम निर्दिष्ट ऑपरेटिंग परिस्थितियों के तहत अपने उच्चतम लोड को पूरा करने में विफल हो जाएगा। यह प्रति वर्षदिन अथवा प्रतिवर्ष घंटा का अनुपात होता है जब उपलब्ध उत्पादन क्षमता चरम मांग को पूरा करने के लिए अपर्याप्त है। यह सूचकांक आयामहीन है और इसे प्रतिशत के रूप में भी व्यक्त किया जा सकता है।

एनईएनएस ऊर्जा की अपेक्षित मात्रा है जिसे सिस्टम कुल ऊर्जा आवश्यकता के एक अंश के रूप में उपभोक्ताओं को आपूर्ति करने में असमर्थ होगा। यह सूचकांक भी आयामहीन है और इसे प्रतिशत के रूप में भी व्यक्त किया जा सकता है। दूसरे शब्दों में, यह मानदंड एक वर्ष में ऊर्जा की आवश्यकता की मात्रा को इंगित करता है जो पूरी नहीं होती है। दुनिया के विभिन्न देशों

ने अपनी विद्युत व्यवस्था की स्थिति और सिस्टम की विश्वसनीयता के लिए भुगतान करने के लिए उपभोक्ताओं की कीमत वहन करने की क्षमता के आधार पर अपने स्वयं के विश्वसनीयता मानदंड को अपनाया है। यह स्पष्ट है कि एक अधिक सुदृढ़ और विश्वसनीय प्रणाली होने से विद्युत की लागत तुलनात्मक रूप से अधिक होगी जिसे उपभोक्ता को वहन करना होगा।

राष्ट्रीय विद्युत योजना को तैयार करते समय, 0.2% के एलओएलपी और 0.05% के एनईएनएस को देश के लिए अपनाया गया है। प्राप्त परिणामों को व्युत्पन्न एलओएलपी और एनईएनएस के लिए सत्यापित किया गया है। कुछ देशों में अपनाए गए एलओएलपी का विवरण तालिका 5.1 में दिया गया है।

तालिका 5.1
कुछ देशों के एलओएलपी

देश का नाम	एलओएलपी(%)
कंबोडिया	1.8
लाओस	0.27
थाईलैंड	0.27
वियतनाम	0.27
हांगकांग	0.006
बेल्जियम	0.2
अमेरीका	0.03
चीन	0.14

स्रोत: उपरोक्त देशों की वेबसाइटों से एकत्रित जानकारी।

5.6 उत्पादन विस्तार योजना के लिए आयोजना दृष्टिकोण

नियोजन दृष्टिकोण 2022-27 और 2027-32 की अवधि के लिए विभिन्न प्रणाली बाधाओं और जनरेटर स्तर की बाधाओं के साथ कम से कम लागत पर चरम मांग और ऊर्जा आवश्यकताओं को पूरा करने के आधार पर आधारित है। स्वच्छ उत्पादन प्रौद्योगिकियों जैसे सौर, पवन, आदि की पारम्परिक प्रौद्योगिकियों की तुलना में तेजी से लागत प्रतिस्पर्धी बनने के मद्देनजर, इष्टतम उत्पादन क्षमता मिश्रण लागत अर्थशास्त्र और ग्रिड विश्वसनीयता के बीच सही संतुलन प्राप्त करेगा। इसके लिए विद्युत व्यवस्था को अधिक लचीला और प्रतिरोधक्षमतापूर्ण होना आवश्यक है, ताकि अक्षय उत्पादन, सामयिक स्पाइक्स या दिन के समय की भिन्नता - विद्युत की मांग में अपेक्षित और अप्रत्याशित आदि को समायोजित किया जा सके। इस तरह की संतुलित प्रणाली की गतिशील प्रतिक्रिया विशेषताओं का उच्च विश्वसनीयता में योगदान होगा। यह स्थानीय चरम आवश्यकताओं के लिए सबसे तेज़, वास्तविक समय प्रतिक्रिया और आरईएस के उत्पादन में भिन्नता को सुनिश्चित करेगा।

अंतर क्षेत्रीय विद्युत हस्तांतरण के लिए पांच क्षेत्रों के बीच अंतर क्षेत्रीय ट्रांसमिशन लिंक वाले पांच क्षेत्रों पर विचार करते हुए पांच नोड बनाए गए हैं। विश्वसनीय और लागत प्रभावी तरीके से वर्ष 2026-27 और 2031-32 के लिए मांग अनुमानों को पूरा करने के लिए आवश्यक स्थापित क्षमता का आकलन करने के लिए ऑर्डेना और प्लेक्सोस जैसे अत्याधुनिक नियोजन उपकरणों की सहायता से अध्ययन किया गया है।

5.6.1 अखिल भारतीय पीक मांग और ऊर्जा आवश्यकता पूर्वानुमान

उत्पादन विस्तार योजना अध्ययन डीसी लोड प्रवाह और अंतर-क्षेत्रीय पारेषण लाइनों को ध्यान में रखते हुए क्षेत्रीय आधार पर किए गए हैं। वीसवी ईपीएस के आधार पर क्षेत्रीय और साथ ही अखिल भारतीय चरम मांग और ऊर्जा आवश्यकता अनुमानों को पूरा करने के लिए अध्ययन किए गए हैं। सभी पांच क्षेत्रों और अखिल भारत के लिए वर्ष

2026-27 और 2031-32 में अनुमानित पीक मांग (मेगावाट) और ऊर्जा आवश्यकता (बीयू) नीचे तालिका 5.2 में दी गई है।

तालिका 5.2

अखिल भारतीय उच्चतम मांग और ऊर्जा आवश्यकता

क्षेत्र	उच्चतम मांग (मेगावाट)		ऊर्जा आवश्यकता (बीयू)*	
	2026-27	2031-32	2026-27	2031-32
उत्तरी	97898	127553	592.3	773.5
पश्चिमी	89457	114766	596.8	763.2
दक्षिणी	80864	107259	460.9	596.6
पूर्वी	37265	50420	232.9	308.1
उत्तर- पूर्वी	4855	6519	24.9	32.4
अखिल भारत	277201	366393	1907.8	2473.8

विद्युत ग्रिड पर पीक और ऊर्जा की मांग के पूर्वानुमान में ऊर्जा दक्षता, इलेक्ट्रिक वाहनों की पैठ और हरित हाइड्रोजन के उत्पादन जैसे कारकों के प्रभाव शामिल हैं। इन अनुमानों में उपभोक्ताओं की विद्युत की मांग का वह हिस्सा शामिल नहीं है जो सोलर रूफटॉप्स से पूरा किया जाएगा। हालांकि, वर्ष 2026-27 के लिए 17.6 बीयू और वर्ष 2031-32 के लिए 55.8 बीयू की अनुमानित अखिल भारतीय सौर रूफ टॉप उत्पादन को सौर रूफ टॉप उत्पादन से जुड़ी परिवर्तनशीलता को शामिल करने के लिए अध्ययन में मांग के आंकड़ों में जोड़ा गया है।

5.6.2 वर्ष 2026-27 और 2031-32 के लिए प्रति घंटा लोड प्रोफाइल तैयार करना

क्षेत्रवार प्रति घंटा लोड प्रोफाइल

किसी भी उत्पादन योजना अध्ययन का सबसे महत्वपूर्ण पहलू वार्षिक प्रति घंटा मांग अनुमानों का निर्माण है। इसलिए, वर्ष 2026-27 और 2031-32 के लिए प्रति घंटा मांग को सावधानीपूर्वक प्रोजेक्ट करने का प्रयास किया गया है। पिछले सात वर्षों (2015-16 से 2021-22) के क्षेत्रीय आधार पर प्रति घंटा मांग प्रोफाइल की जांच की गई। वर्ष 2020-21 और 2021-22 के लिए सबसे हालिया प्रति घंटा मांग को कोविड-19 प्रभाव के कारण नहीं माना गया। अध्ययन के लिए वर्ष 2018-19 और 2019-20 के मांग के आंकड़ों को लिया गया है।

पांच क्षेत्रों में से प्रत्येक के लिए वर्ष 2026-27 और 2031-32 के लिए सबसे संभावित लोड प्रोफाइल प्राप्त करने के लिए, दो साल के मांग डेटा 2018-19 और 2019-20 को लिया गया है, जिसे बाद में सामान्यीकृत किया गया है और बाद में वर्ष 2026-27 और 2031-32 के लिए अनुमानित वार्षिक पीक डिमांड और विद्युत ऊर्जा आवश्यकता के संदर्भ में एक्सट्रपलेशन किया गया है।

क्षेत्रवार प्रति घंटा सौर और पवन प्रोफाइल

अखिल भारतीय वीआरई उत्पादन में महत्वपूर्ण हिस्सेदारी वाले राज्यों से सौर और पवन की वास्तविक प्रति घंटा उत्पादन प्रोफाइल एकत्र की गई है।

इन राज्यों के सौर और पवन के लिए प्रति घंटा सामान्यीकृत उत्पादन प्रोफाइल को क्रमशः पांच क्षेत्रों में से प्रत्येक के लिए प्रति घंटा सामान्यीकृत उत्पादन प्रोफाइल प्राप्त करने के लिए एकत्र किया गया था।

क्षेत्रवार सौर और पवन सीयूएफ (क्षमता उपयोग कारक) अनुबंध 5.1 में दिया गया है।

5.6.3 वीआरई और जलविद्युत उत्पादन का सामयिक बदलाव

जलविद्युत और आरई उत्पादन से जुड़े सामयिक बदलाव को पता करने के लिए, एक वर्ष के लिए समय श्रृंखला प्रति घंटा डेटा (मांग, आरई उत्पादन, जलविद्युत उत्पादन) को पांच मौसमों में विभाजित किया गया है। पाँच ऋतुएँ इस प्रकार हैं:

- गर्मी: अप्रैल-जून
- मानसून: जुलाई-सितंबर
- शरद ऋतु: अक्टूबर-नवंबर
- सर्दी: दिसंबर- जनवरी
- वसंत: फरवरी-मार्च

जलविद्युत ऊर्जा की उपलब्धता में वर्ष भर काफी भिन्नता रहती है क्योंकि यह किसी विशेष वर्ष में मानसून की बारिश पर निर्भर करती है। वर्ष 2018-19 से 2021-22 के लिए मौजूदा जल विद्युत संयंत्रों के वास्तविक मासिक जलविद्युत उत्पादन का अध्ययन किसी विशेष वर्ष में सूखे या अधिक वर्षा की स्थिति के कारण उत्पादन उपलब्धता में भिन्नता को ध्यान में रखते हुए किया गया है। सामयिक ऊर्जा तक पहुंचने के लिए मासिक ऊर्जा उत्पादन को सारांशित किया गया है। जलविद्युत इकाइयों की ऊर्जा जो निर्माणाधीन हैं या सहमति/एस एंड आई चरण में हैं, जिनसे लाभ मिलने की संभावना है, 90% निर्भर रहने योग्य वर्ष में परियोजना की डिजाइन ऊर्जा के आधार पर ली गई है।

यह मॉडल उपलब्ध जलविद्युत उत्पादन को इस तरह से अनुकूलित करता है कि पीक आवर्स के दौरान जलविद्युत का अधिकतम लाभ उठाया जा सके और ऑफ-पीक घंटों के दौरान न्यूनतम आवश्यक उत्प्रेषण सुनिश्चित किया जा सके। इस संदर्भ में, केंद्रीय और राज्य के स्वामित्व वाले दोनों जल विद्युत संयंत्रों को ग्रिड स्थिरता और देश की पीक आवश्यकता की दिशा में योगदान करने के लिए माना गया है।

उत्पादन विस्तार योजना अध्ययन के लिए समेकित समय ब्लॉकों का निर्माण

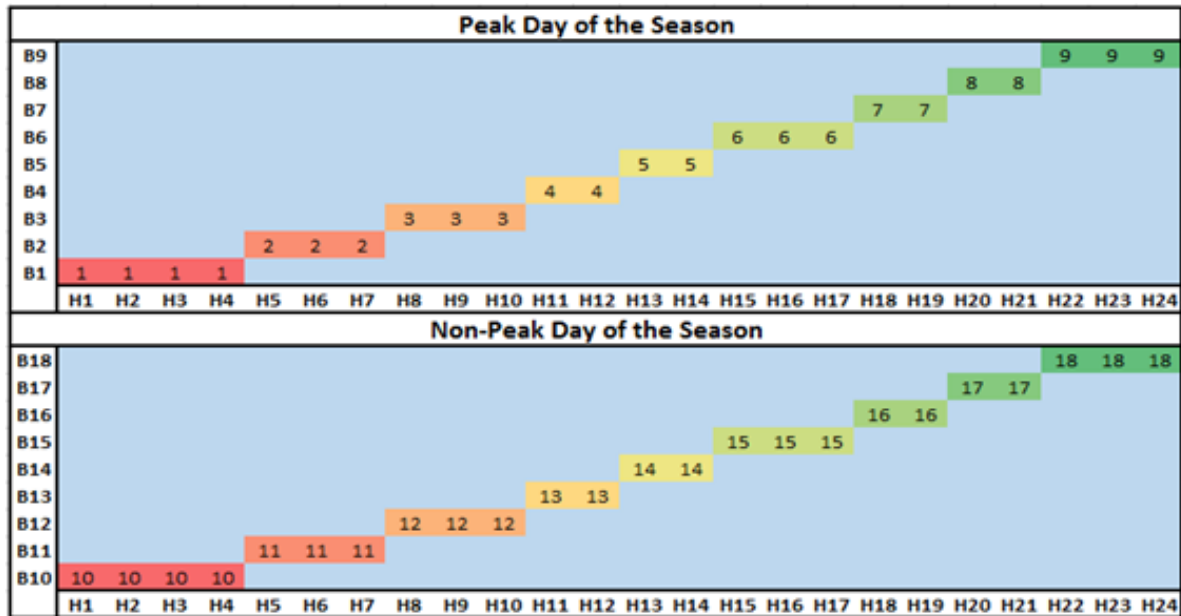
निवेश के निर्णय को अनुकूलित करने तथा कई वर्षों की परिचालन लागत को एक साथ कम करने के लिए अंतर्जात निवेश वाले दीर्घकालिक मॉडल की कम्प्यूटेशनल रूप से भारी मांग है। गणना समय को कम करने का एक सामान्य तरीका है कि साल के हर घंटे मॉडलिंग के बजाय केवल सीमित संख्या में प्रतिनिधित्व समय स्लाइस/ब्लॉक के लिए प्रेषण निर्णय का अनुकूलन करें। 8760 घंटे तब समय ब्लॉक या प्रतिनिधि घंटों के एक सेट द्वारा दर्शाए जाते हैं जो कम्प्यूटेशनल बोझ को कम करने के लिए सामयिक, साप्ताहिक और दैनिक मांग पैटर्न के साथ-साथ पवन और सौर उपलब्धता में परिवर्तन को पकड़ते हैं।

अध्ययन की बारीकियों और सटीकता को बढ़ाने के लिए प्रत्येक मौसम को आरई उत्पादन प्रोफाइल के आधार पर ब्लॉकों में विभाजित किया गया है। अनुमानित क्षेत्रीय भार, क्षेत्रीय सौर और पवन उत्पादन प्रोफाइल की वार्षिक प्रति घंटा समय श्रृंखला प्रोफाइल को पांच सत्रों में से प्रत्येक के लिए ब्लॉक में एकत्रित किया जाता है।

मॉडल में दिन के घंटों का समय ब्लॉकों में एकत्रीकरण नीचे प्रदर्शनी 5.2 में सचित्र रूप से दिखाया गया है:

प्रदर्शनी 5.2

अध्ययन की योजना बनाने के लिए एक दिन में समय-समय पर घंटों का मानचित्रण



टाइम ब्लॉक में प्रति घंटा डेटा एकत्र करने की समय एकत्रीकरण तकनीक सिमुलेशन समय को कम करने में मदद करती है जिसे मॉडल प्रत्येक क्षेत्र के लिए सामयिक चरम मांग को कैप्चर करते समय लेता है। सिस्टम के अनुसार टाइम सीरीज़ डेटा में जितना संभव हो उतना ग्रैयुलैरिटी प्राप्त करते हुए सिस्टम और संसाधन जटिलता पर विचार किए जाने वाले समय ब्लॉक की संख्या आधारित है।

5.6.4 रिजर्व क्षमता

राष्ट्रीय विद्युत नीति 2005 के अनुसार, 5% स्पनिंग रिजर्व प्रदान किया जाना है। उत्पादन योजना अध्ययन करते समय इस आरक्षित क्षमता को बनाए रखा गया है।

5.6.5 थर्मल क्षमता को बंद करना

पुराने ताप विद्युत संयंत्र जो पहले ही सेवा से कार्यमुक्त हो चुके हैं और ऐसे संयंत्र जिन्हें भविष्य में सेवा से मुक्त करने के लिए विचार किए जाने की संभावना है, के संबंध में जानकारी संकलित की गई थी। उत्पादन विस्तार अध्ययन करते समय एफजीडी स्थापना के लिए योजनाओं की कमी के कारण कोयला आधारित क्षमता को बंद करने पर भी विचार किया गया है। वर्ष 2022-23 से 2031-32 की अध्ययन अवधि के दौरान संभावित सेवानिवृत्ति के लिए 2121.5 मेगावाट की कुल कोयला आधारित क्षमता (संयंत्रों की सूची अनुलग्नक 5.2 में संलग्न है) पर विचार किया जाता है।

5.6.6 31.03.2023 को वर्ष 2021-22 के लिए आधार क्षमता

31 मार्च, 2022 तक अखिल भारतीय स्थापित क्षमता 398,986 मेगावाट (510 मेगावाट तेल आधारित क्षमता को छोड़कर) को अध्ययन अवधि 2022-32 के लिए आधार स्थापित क्षमता के रूप में माना जाता है। 31.12.2022 तक अखिल भारतीय स्थापित क्षमता बढ़कर 409,750 मेगावाट हो गई है (589 मेगावाट डीजल आधारित क्षमता को छोड़कर) जिसमें कोयला और लिग्नाइट-210,395 मेगावाट, गैस-24824 मेगावाट, नाभिकीय -6780 मेगावाट, पीएसपी सहित जलविद्युत-46850 मेगावाट, सौर-63303 मेगावाट, पवन-41930 मेगावाट, बायो पावर- 10732 मेगावाट और लघु जलविद्युत-4936 मेगावाट शामिल हैं।

इसका क्षेत्रवार और संसाधनवार विवरण नीचे तालिका 5.3 में दिया गया है:

तालिका 5.3

31.03.2022 को क्षेत्रवार स्थापित क्षमता

(सभी आंकड़े मेगावाट में)

संसाधन	उत्तरी	पश्चिमी	दक्षिणी	पूर्वी	उत्तर- पूर्व	अखिल भारत	कुल स्थापित क्षमता का %
जलविद्युत#	19576	5552	9734	5088	2027	41977	10.5%
पीएसपी	0	1840	2006	900	0	4746	1.2%
लघु जलविद्युत	1680	646	1899	337	286	4848	1.2%
सौर पीवी	17791	13113	21990	931	171	53996	13.5%
पवन	4327	16742	19289	0	0	40358	10.1%
बायोमास	3273	3148	3733	512	16	10682	2.7%
नाभिकीय	1620	1840	3320	0	0	6780	1.7%
कोयला + लिग्नाइट	45879	85586	42598	35887	750	210700	52.8%
गैस	5781	10806	6492	100	1720	24899	6.2%
क्षेत्रवार संस्थापित क्षमता	99927	139273	111061	43755	4970	398,986	

#पड़ोसी देशों से 2136 मेगावाट हाइड्रो आयात और 510 मेगावाट डीजल आधारित क्षमता को छोड़कर।

5.6.7 वित्तीय वर्ष 2022-27 और 2027-32 की अवधि के लिए नियोजित/ निर्माणाधीन क्षमता

ईंधन-वार क्षमता जो निर्माणाधीन है या विकास के अग्रिम चरणों में है, जो अध्ययन अवधि के दौरान चालू होने की संभावना है, का सारांश नीचे तालिका 5.4 में दिया गया है। निर्माणाधीन परियोजनाओं (2022-23 से 2026-27 और 2027-28 से 2031-32 के दौरान संभावित लाभों के लिए) की ईंधन-वार सूची अनुबंध 5.3 में दी गई है।

तालिका 5.4**वित्त वर्ष 2022-27 और 2027-32 के लिए निर्माणाधीन/योजनाबद्ध क्षमता के प्रकार के अनुसार****(सभी आंकड़े मेगावाट में)**

वर्ष	जलविद्युत	पीएसपी	सौर*	पवन *	बायोमास #	एसएचपी#	नाभिकीय	कोयला + लिग्नाइट	कुल	जलविद्युत आयात
2022-27	10,462@	2,700	92,580	25,000	2,318	352	6,300	25,580	1,65,292	3,720
2027-32	1,032	80	0	0	2,500	250	2,400	1,320	7,582	0
कुल (2022-32)	11,494	2,780	92,580	25,000	4,818	602	8,700	26,900	172,874	3,720

@2022-23 के दौरान 120 मेगावाट की व्यासी एचईपी चालू की गई है।

*31.3.2022 तक कार्यान्वयन के तहत क्षमता, एस ईसीआई/एमएनआरई के अनुसार इस नियोजित क्षमता वृद्धि में से 9.3 गीगावाट सौर और 1.58 गीगावाट पवन आधारित परियोजनाओं को 31.12.2022 तक चालू कर दिया गया है।

#2022-32 की अवधि के लिए बायोमास और लघु हाइड्रो की नियोजित क्षमता।

5.6.8 मॉडल द्वारा चयन के लिए निवेश विकल्पों पर विचार किया गया

- 20,580 मेगावाट की कोयला आधारित क्षमता (सुपर क्रिटिकल / अल्ट्रा-सुपर क्रिटिकल) जिसकी पहचान पिट हेड स्थानों या पिट हेड स्थानों (खानों से 500 किमी तक की दूरी पर) के पास की गई है और विकास के प्रारंभिक चरण में हैं, जिसमें 2027-32 की अवधि के लिए केंद्रीय क्षेत्र की क्षमता के 14,220 मेगावाट और राज्य क्षेत्र की 6,360 मेगावाट की क्षमता को निवेश विकल्प के रूप में शामिल किया गया है। इसके अतिरिक्त, कुल 10,080 मेगावाट की कोयला आधारित क्षमता, जिसे भविष्य में विकास के लिए विचार करने हेतु पहचाना गया है और यदि आवश्यक हो तो इसे अध्ययन में लिया जा सकता है। ऐसे संयंत्रों की सूची अनुबंध 5.4 में संलग्न है।
- स्थान विशिष्ट जलविद्युत और पीएसपी परियोजनाएं जिन्हें केविप्रा द्वारा सहमति दी गई है या एस एंड आई चरण के तहत अध्ययन के लिए निवेश विकल्प के रूप में लिया गया है। योजना अवधि के लिए 33,266 मेगावाट क्षमता की हाइड्रो परियोजनाओं (पीएसपी सहित) पर विचार किया गया है (सूची अनुलग्नक 5.4 में संलग्न है)।
- अध्ययन के लिए किसी भी गैस आधारित संयंत्र को निवेश विकल्प के रूप में नहीं माना गया है।
- उन संयंत्रों को छोड़कर जिन्हें प्रशासनिक अनुमोदन और वित्तीय स्वीकृति प्रदान की गई है, अध्ययन के लिए किसी भी अतिरिक्त नाभिकीय आधारित संयंत्रों को निवेश विकल्प के रूप में नहीं माना गया है (सूची अनुलग्नक 5.5 में संलग्न है)।

- एमएनआरई से प्राप्त क्षेत्रवार आरई संभावित क्षमता डेटा के आधार पर, क्षेत्रवार पीवी और पवन आधारित निवेश विकल्प क्षमता को अध्ययन के लिए इनपुट के रूप में लिया गया है। यह संभावित क्षमता एमएनआरई द्वारा प्रस्तुत राज्य स्तरीय संभावित क्षमता के आधार पर लिया गया है।
- वर्ष 2022-23 से 2031-32 की अवधि के अध्ययन में क्षेत्रवार बीईएसएस निवेश विकल्पों (5 घंटे के भंडारण) पर विचार किया गया है। योजना अवधि के लिए विभिन्न बीईएसएस आकार अर्थात् 2-घंटे, 4-घंटे, 5-घंटे, 6-घंटे पर विचार किया गया है।
- वर्ष 2029-30 तक गैर-जीवाश्म स्रोतों से 500 गीगावॉट स्थापित विद्युत क्षमता।

5.6.9 जलविद्युत आधारित आयात

वर्ष 2021-22 तक पड़ोसी देशों से विद्युत का आयात 2,136 मेगावाट और 2022-27 की अवधि के लिए 3,720 मेगावाट होने की संभावना है। इन परियोजनाओं की सूची अनुबंध 5.6 में दी गई है। 2022-32 के दौरान अध्ययन के लिए विचार किए गए पड़ोसी देशों से जलविद्युत आयात नीचे तालिका 5.5 में दिया गया है:

तालिका 5.5

वर्ष 2022-27 और 2027-32 के दौरान जलविद्युत आधारित आयात (मेगावाट में)

	नेपाल	भूटान	कुल
2021-22 तक विद्यमान	0	2136	2136
2022-27	900	2820	3720
2027-32	शून्य		
2032 तक कुल जलविद्युत आधारित आयात	900	4956	5856

5.6.10 अंतर-क्षेत्रीय पारेषण क्षमता

योजना अध्ययन के लिए मार्च, 2022 तक की अंतर-क्षेत्रीय पारेषण क्षमता पर विचार किया गया है। इसका विवरण नीचे तालिका 5.6 में दिया गया है:

तालिका 5.6

31.3.22 को उपलब्ध अंतर-क्षेत्रीय पारेषण (स्थानांतरण) क्षमता

(सभी आंकड़े मेगावाट में)

नोड से/ नोड को	एनआर	डब्ल्यूआर	एसआर	ईआर	एनईआर
एनआर	-	36720	-	22530	3000
डब्ल्यूआर	36720	-	18120	21190	-
एसआर	-	18120	-	7830	-
ईआर	22530	21190	7830	-	2860
एनईआर	3000	-	-	2860	-

इसके अतिरिक्त, क्षेत्रों के बीच कैंडिडेट लाइन पर भी विचार किया गया है। एक कैंडिडेट के अंतर क्षेत्रीय ट्रांसमिशन लिंक की पूंजीगत लागत 10,163 रुपये/मेगावाट-किमी मानी जाती है और एनईआर से आने-जाने वाली लाइनों के लिए इसे दुगुना माना गया है।

5.6.11 ईंधन की कमी

प्राकृतिक गैस की अनुपलब्धता और आयातित आरएलएनजी की उच्च कीमत के कारण, गैस आधारित संयंत्रों के लिए ईंधन प्रतिबंध पर विचार किया गया है और 2021-22 के दौरान वास्तविक गैस आधारित उत्पादन के अनुसार ईंधन की उपलब्धता को सीमित किया गया है। साथ ही, बायोमास की मौसमी उपलब्धता के कारण बायोमास के लिए ईंधन प्रतिबंध पर विचार किया गया है।

5.7 वर्ष 2022-27 और 2027-32 की अवधि के लिए उत्पादन विस्तार योजना अध्ययन के परिणाम

5.7.1 बेस केस

वर्ष 2026-27 और 2031-32 के दौरान अनुमानित मांग को पूरा करने के लिए स्रोत-वार उत्पादन क्षमता वृद्धि आवश्यकता का आकलन करने के लिए अध्ययन किए गए हैं। वर्ष 2026-27 और 2031-32 तक अध्ययन परिणामों से क्षेत्रवार और संसाधनवार संभावित संस्थापित क्षमता नीचे दी गई तालिका और प्रदर्शनी में दिखाया गया है।

तालिका 5.7

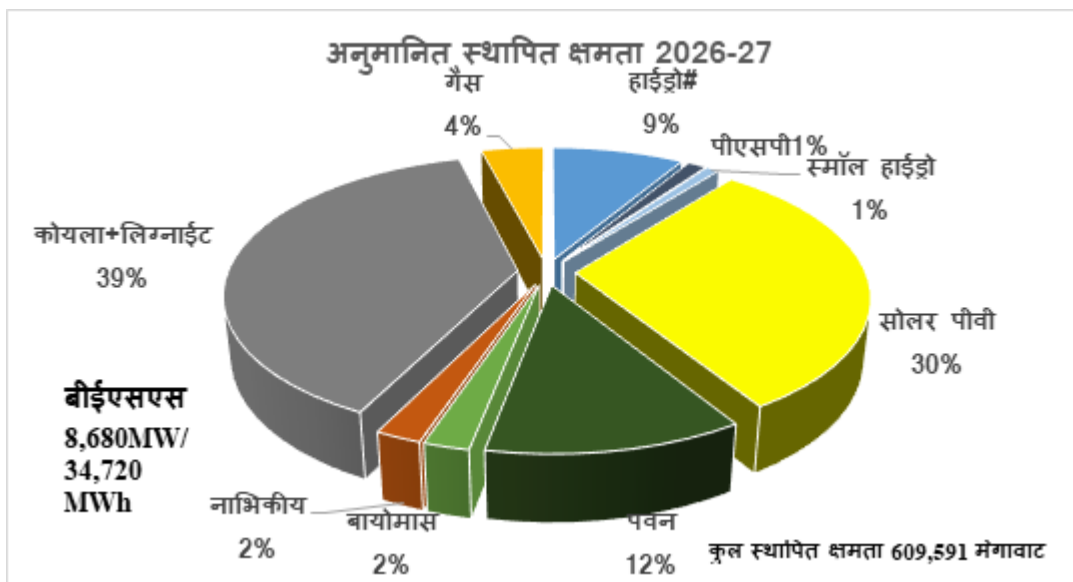
वर्ष 2026-27 के अंत तक क्षेत्रवार संभावित संस्थापित क्षमता

(सभी आंकड़े मेगावाट में)

संसाधन	उत्तरी	पश्चिमी	दक्षिणी	पूर्वी	उत्तर- पूर्व	अखिल भारतीय	कुल आईसी का प्रतिशत
जलविद्युत#	26,117	5,552	10,802	5,828	4,147	52,446	8.6%
पीएसपी	1,000	1,840	3,706	900	-	7,446	1.2%
लघु जलविद्युत	1,781	708	2,031	369	311	5,200	0.9%
सौर पीवी	81,581	52,457	50,371	954	203	1,85,566	30.4%
पवन	9,182	29,718	33,996	-	-	72,896	12.0%
बायोमास	3,990	3,832	4,535	624	19	13,000	2.1%
नाभिकीय	3,020	3,240	6,820	-	-	13,080	2.1%
कोयला + लिग्नाइट	51,950	86,246	53,175	43,012	750	2,35,133	38.6%
गैस	5,781	10,807	6,492	80.0	1,665	24,824	4.1%
क्षेत्रवार संस्थापित क्षमता	1,84,403	1,94,400	1,71,928	51,767	7,095	6,09,591	100.0%
बीईएसएस (मेगावाट/मेगावाट)	8,680/ 34,720					8,680/ 34,720	

नेपाल और भूटान से 5856 मेगावाट जलविद्युत आयात को छोड़कर

प्रदर्शनी 5.3



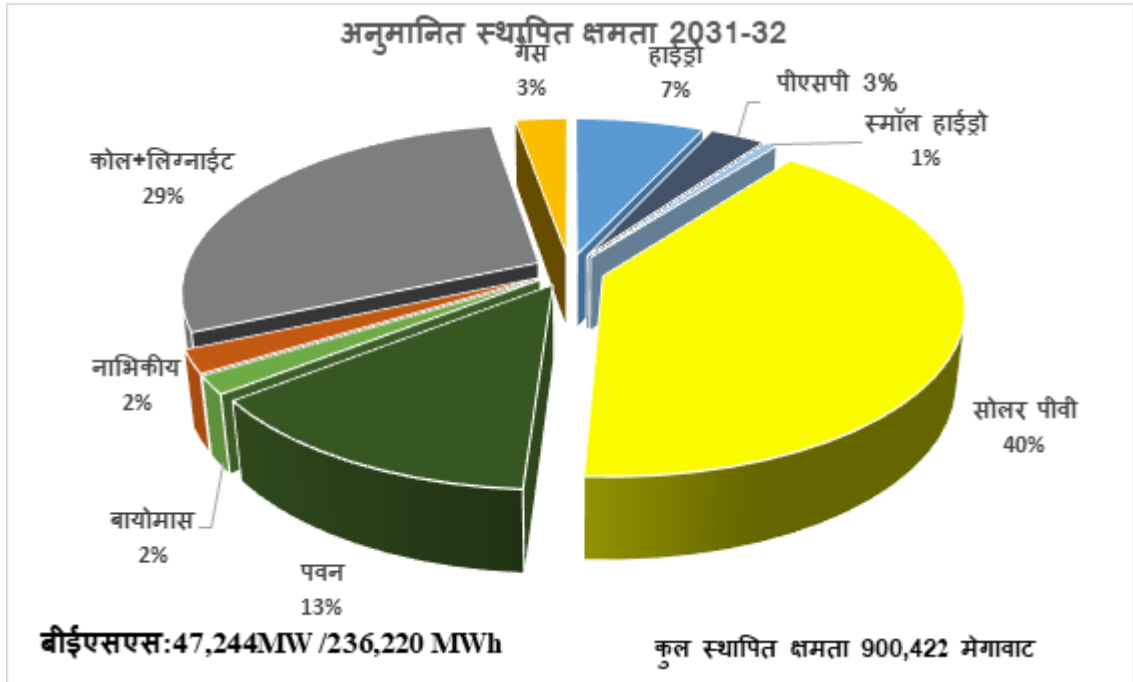
तालिका 5.8

वर्ष 2031-32 के अंत तक अनुमानित अखिल भारतीय संस्थापित क्षमता
(सभी आंकड़े मेगावाट में)

संसाधन	संस्थापित क्षमता (मेगावाट)	प्रतिशत (%)
जलविद्युत#	62,178	6.9%
पीएसपी	26,686	3.0%
लघु जलविद्युत	5,450	0.6%
सौर पीवी	3,64,566	40.5%
पवन	1,21,895	13.5%
बायोमास	15,500	1.7%
नाभिकीय	19,680	2.2%
कोयला + लिग्नाइट	2,59,643	28.8%
गैस	24,824	2.8%
कुल	9,00,422	100.0%
बीईएसएस* (मेगावाट/मेगावाट)	47,244/236,220	

नेपाल और भूटान से 5856 मेगावाट जलविद्युत आयात को छोड़कर

प्रदर्शनी 5.4



तालिका 5.9 क

वर्ष 2022-27 और 2027-32 के दौरान आवश्यक क्षमता वृद्धि

(सभी आंकड़े मेगावाट में)

	हाइड्रो	पीएसपी	सौर	पवन	बायोमास ^{\$}	एसएचपी [#]	नाभिकीय ^{\$}	कोयला + लिग्नाइट	कुल	ब्रीडएसएस (मेगावाट/मेगावाट)
निर्माणाधीन (2022-27)(ए)	10,462	2,700	92,580	25,000	2,318	352	6,300	25,580	165,292	-
अतिरिक्त क्षमता की आवश्यकता (2022-27)(बी)	-	-	38,990	7,537	0	0	-	-	46,527	8,680/34,720
कुल क्षमता वृद्धि (2022-27) सी = (ए+बी)	10,462	2,700	131,570	32,537	2,318	352	6,300	25,580	211,819	8,680/34,720
निर्माणाधीन 2027-32 (डी)	1,032	80	-	-	2,500	250	2,400	1,320	7,582	-
अतिरिक्त क्षमता की आवश्यकता 2027-32 (ई)	8,700	19,160	179,000	49,000	-	-	4,200	24,160	284,220	38,564/201,500
कुल क्षमता वृद्धि 2027-32 (एफ = डी + ई)	9,732	19,240	179,000	49,000	2,500	250	6,600	25,480	291,802	38,564/201,500

* एमएनआरई के अनुसार, 31.03.22 के लिए 117.58 GW सौर और पवन क्षमता (निर्माणाधीन या बोली लगाई गई) की योजना बनाई गई थी, जिसमें से 10.87 GW को 2022-23 के दौरान 31.12.22 तक जोड़ा गया है।

2022-27 और 2027-32 के दौरान बायोमास और एसएचपी की नियोजित क्षमता

\$ 8700 मेगावाट की नाभिकीय परियोजनाएँ निर्माणाधीन हैं, जिनमें से 6300 मेगावाट को 2022-27 के दौरान और 2400 मेगावाट को 2027-32 के दौरान चालू करने पर विचार किया गया है। इसके अतिरिक्त कुल 7000 मेगावाट की नाभिकीय परियोजनाएँ सैद्धांतिक अनुमोदन चरण में हैं जिससे वर्ष 2027-32 के दौरान 4200 मेगावाट क्षमता का लाभ मिलने की संभावना है।

तालिका 5.9 ख

वर्ष 2022-27 और 2027-32 के दौरान आवश्यक अतिरिक्त क्षमता वृद्धि का क्षेत्रवार विवरण (पहले से निर्माणाधीन क्षमता के अलावा)

(सभी आंकड़े मेगावाट में)

अवधि	क्षेत्र	हाइड्रो	पीएसपी	सौर	पवन	कोयला + लिग्नाइट	कुल	बी ईएसएस* (मेगावाट/मेगावाट)
अतिरिक्त क्षमता वृद्धि की आवश्यकता (2022-27)	उत्तरी क्षेत्र	-	-	18,342	1,000	-	19,342	8,680/ 34,720
	पश्चिमी क्षेत्र	-	-	4,376	500	-	4,876	-
	दक्षिणी क्षेत्र	-	-	16,272	6,037	-	22,309	-
	पूर्वी क्षेत्र	-	-	-	-	-	-	-
	उत्तर पूर्वी क्षेत्र	-	-	-	-	-	-	-
	कुल	-	-	38,990	7,537	-	46,527	8,680/ 34,720
अतिरिक्त क्षमता वृद्धि की आवश्यकता (2027-32)	उत्तरी क्षेत्र	2,623	4,360	86,994	14,000	2,920	110,897	27,315/ 145,253
	पश्चिमी क्षेत्र	-	2,940	16,647	7,000	7,960	34,547	0
	दक्षिणी क्षेत्र	-	10,860	75,359	28,000*	1,320	115,539	11,249/ 56,246
	पूर्वी क्षेत्र	520	1,000	-	-	11,960	13,480	0
	उत्तर पूर्वी क्षेत्र	5,557	-	-	-	-	5,557	0
	कुल	8,700	19,160	179,000	49,000	24,160	280,020	38,564/ 201,500

*1500 मेगावाट अपतटीय पवन सहित।

बेस केस परिणाम का विश्लेषण

- जैसा कि तालिका से देखा जा सकता है, कोयला और लिग्नाइट क्षमता का संभावित हिस्सा 2021-22 में 52.8% से घटकर 2026-27 में कुल स्थापित क्षमता का 39% हो गया, जबकि 2026-27 में आरई आधारित आईसी (बड़े हाइड्रो सहित) 2021-22 में 39.2% से बढ़ कर 2026-27 में 55% तक हो गया।
- वर्ष 2026-27 में विद्युत की पीक मांग और विद्युत ऊर्जा की आवश्यकता को पूरा करने के लिए क्षमता के अलावा पीवी और पवन से अतिरिक्त क्षमता की आवश्यकता हो सकती है, जो पहले से ही कार्यान्वयन के अधीन है।
- 7.5 गीगावाट की पीएसएस आधारित स्थापित क्षमता के अलावा, जिसके 2026-27 तक स्थापित होने की संभावना है, 8.68 GW/34.72 GWh की बीईएसएस क्षमता की आवश्यकता 2026-27 तक ग्रिड की भंडारण

आवश्यकता को पूरा करने के लिए 2026-27 में चरम और ऊर्जा आवश्यकताओं के अनुरूप हो सकती है। हालांकि, वर्ष 2031-32 के लिए पीएसएस के 26.68 गीगावाट के अलावा बैटरी ऊर्जा भंडारण आवश्यकताओं को बढ़ाकर 47.24 GW/236.22 GWh किया गया है।

- अध्ययन से यह पाया गया है कि बीईएसएस का अधिकतम निवेश अन्य क्षेत्रों की तुलना में एनआर क्षेत्र में हुआ है। (2031-32 में आवश्यक कुल बीईएसएस भंडारण का 70% एनआर में आवश्यक माना जाता है)। इस तथ्य के कारण कि ऐतिहासिक रूप से एनआर पीक शाम के समय होता है। इसलिए, एनआर क्षेत्र में स्थानीय रूप से स्थापित होने पर बीईएसएस संसाधन को सबसे अधिक लागत प्रभावी और इष्टतम उपयोग किये जाने वाला पाया गया है।
- यह देखा गया है कि दक्षिणी क्षेत्र में 2027-32 की अवधि के दौरान 10,860 मेगावाट के कई पीएसपी संयंत्रों को लाभ मिलने की संभावना है, जिससे यह वहां एक लागत प्रभावी भंडारण विकल्प बन जाएगा और इस प्रकार उक्त अवधि के लिए एसआर में अतिरिक्त बैटरी भंडारण की आवश्यकता को कम कर देगा।
- पश्चिमी क्षेत्र में, पीक सोलर घंटे के साथ पीक डिमांड होने के कारण, अध्ययन के आधार पर एनर्जी शिफ्टिंग और/या पीक शेविंग के लिए बीईएसएस की आवश्यकता लागत प्रभावी नहीं है। इसी प्रकार, पूर्वी और उत्तर पूर्वी क्षेत्रों के लिए, वीआरई उत्पादन की मात्रा कम होने के कारण अध्ययन के आधार पर बीईएसएस की आवश्यकता नहीं देखी गई है।

5.8 वर्ष 2026-27 के दौरान उत्पादन विस्तार योजना के लिए विचार किए गए परिदृश्य

निम्नलिखित परिदृश्यों में वर्ष 2026-27 और 2031-32 में अनुमानित मांग को पूरा करने के लिए क्षमता वृद्धि की आवश्यकता का आकलन करने के लिए भी अध्ययन किए गए:

1. उच्च मांग परिदृश्य
2. उच्च बीईएसएस लागत परिदृश्य
3. अनुदार परिदृश्य (क्षमता वृद्धि में निर्माण समय की ऐतिहासिक प्रवृत्ति के आधार पर)
4. उच्च हाइड्रो परिदृश्य (त्वरित हाइड्रो और पीएसपी वृद्धि)

इन परिदृश्यों और परिणामी संभावित स्थापित क्षमता को नीचे विस्तार से बताया गया है:

5.8.1 परिदृश्य 1- उच्च मांग परिदृश्य

एक ऐसे परिदृश्य का अध्ययन किया गया है जहां, वर्ष 2026-27 और 2031-32 के लिए अनुमानित चरम मांग और ऊर्जा आवश्यकता दोनों में 5% की वृद्धि पर विचार किया गया है। इस परिदृश्य में संभावित स्थापित क्षमता तालिका 5.10 में दी गई है।

जैसा कि देखा जा सकता है, आधार परिदृश्य की तुलना में 2026-27 में संसाधन मिश्रण में कोई बदलाव नहीं हुआ है; हालांकि, मांग में वृद्धि को पूरा करने के लिए वर्ष 2026-27 में बीईएसएस से केवल भंडारण आवश्यकता बढ़ जाती है। यह वर्ष 2026-27 तक आने वाली अतिरिक्त क्षमता के कारण पहले से ही कार्यान्वयन के अधीन है और बड़ी हुई मांग की आवश्यकता को पूरा करने के लिए बीईएसएस भंडारण के अलावा किसी अतिरिक्त उत्पादन क्षमता की आवश्यकता नहीं है। बेस केस में 8.68 GW/34.72 GWh की तुलना में बीईएसएस आवश्यकता 2026-27 में विद्युत की मांग 22.82 GW/91.29 GWh तक बढ़ जाती है।

वर्ष 2031-32 में, इस परिदृश्य में कोयला आधारित क्षमता 259.6 गीगावाट से बढ़कर 262.6 गीगावाट होने की संभावना देखी गई है और बीईएसएस आवश्यकता 47.244 GW/236.220 GWh से बढ़कर 66.781 GW/333.906 GWh हो गई है।

5.8.2 परिदृश्य 2- उच्च बीईएसएस लागत परिदृश्य

पण्य कीमतों में उतार-चढ़ाव को देखते हुए, एक परिदृश्य का अध्ययन किया गया है, जिसमें बीईएसएस की लागत को आधार आधार परिदृश्य में परिकल्पित 25% तक बढ़ाने पर विचार किया गया है। इस परिदृश्य में वर्ष 2026-27 और 2031-32 के लिए संभावित परिणामी स्थापित क्षमता तालिका 5.10 में दी गई है।

इस परिदृश्य में, आधार परिदृश्य की तुलना में वर्ष 2026-27 के क्षमता मिश्रण में कोई बदलाव नहीं देखा गया है। हालांकि, 2031-32 में, बीईएसएस लागत में वृद्धि के कारण, परिदृश्य मामले की तुलना में संभावित कोयला आधारित क्षमता 259.6 गीगावाट से बढ़कर 261.2 गीगावाट हो गई। संभावित बीईएसएस क्षमता बेस केस में 47.24 GW/236.22 GWh से घटकर 42.85 GW/214.26 GWh हो जाती है, जबकि पीएसपी क्षमता बेस केस में 26.7 गीगावाट से बढ़कर 29.1 गीगावाट हो जाती है।

5.8.3 परिदृश्य 3- अनुदार परिदृश्य (क्षमता वृद्धि की ऐतिहासिक प्रवृत्ति के आधार पर)

एक ऐसा परिदृश्य विकसित किया गया है जिसमें 2022-32 के दौरान विभिन्न ईंधन स्रोतों से आगामी क्षमता वृद्धि से लाभ मिलने की संभावना है, विभिन्न प्रौद्योगिकियों के लिए निर्माण समय के ऐतिहासिक रुझानों के आधार पर विलम्बित कर दिया गया है।

वर्ष 2026-27 और 2031-32 के लिए संभावित स्थापित क्षमता तालिका 5.10 में दी गई है।

इस परिदृश्य में 2026-27 में कोयला, नाभिकीय, हाइड्रो (पीएसपी सहित), सौर और पवन संसाधनों जैसे अन्य उत्पादन संसाधनों से क्षमता वृद्धि में कमी के कारण, बेस मामले में संभावित बीईएसएस आवश्यकता 8.68 GW/34.72 GWh से बढ़कर 13.5 GW/54.12 GWh हो जाती है।

2031-32 में, कोयला, नाभिकीय, हाइड्रो (पीएसपी सहित), सौर और पवन संसाधनों से अतिरिक्त क्षमता में कमी के कारण, और बीईएसएस आवश्यकता 47.24 GW/236.22 GWh से बेस मामले में 67.04 GW/335.20 GWh तक बढ़ जाती है।

5.8.4 परिदृश्य 4- उच्च हाइड्रो परिदृश्य

एक परिदृश्य का अध्ययन किया गया है जहां 2023-32 की अवधि के दौरान पाइपलाइन (निर्माणाधीन/सहमति/एसएंडआई) में चल रही हाइड्रो और पीएसपी आधारित परियोजनाओं से क्षमता में 2/3 वर्ष की वृद्धि हुई है ताकि वे मूल मामले में परिकल्पित लाभ से पहले लाभ प्राप्त कर सकें।

इस परिदृश्य में संभावित संस्थापित क्षमता तालिका 5.10 में दी गई है।

यह देखा जा सकता है कि 2026-27 में, यदि हाइड्रो आधारित क्षमता 52 गीगावाट की तुलना में 54 गीगावाट तक बढ़ जाती है और आधार मामले में 7.4 गीगावाट की तुलना में पीएसपी क्षमता बढ़कर 13 गीगावाट हो जाती है, तो बेस मामले में संभावित बीईएसएस क्षमता की आवश्यकता 8.68 GW/34.72 GWh से घटकर 2.12 GW/8.47 GWh हो जाती है।

2031-32 में, यदि हाइड्रो आधारित क्षमता 62.2 गीगावाट की तुलना में 65.7 गीगावाट तक बढ़ जाती है और आधार मामले में 26.6 गीगावाट की तुलना में पीएसपी क्षमता बढ़कर 31.8 गीगावाट हो जाती है, तो बेस मामले में संभावित बीईएसएस क्षमता आवश्यकता 47.24 GW/236.22 GWh से घटकर 38.71 GW/193.55 GWh हो जाती है।

विभिन्न परिदृश्यों के परिणामों को नीचे तालिका 5.10 में संक्षेपित किया गया है

तालिका 5.10 क

विभिन्न परिदृश्यों में 2026-27 के अंत तक संभावित रूप से स्थापित क्षमता

(सभी आंकड़े गीगावॉट में)

परिदृश्य	आधार मामला	उच्च मांग	उच्च बीईएसएस लागत	अनुदार परिदृश्य	हाई हाइड्रो
जलविद्युत *	52.4	52.4	52.4	52.3	54.0
पीएसपी	7.4	7.4	7.4	7.4	13.0
लघु जलविद्युत	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2
सौर	185.6	185.6	185.6	174.6	185.6
पवन	72.9	72.9	72.9	61.4	72.9
बायोमास	13.0	13.0	13.0	13.0	13.0
नाभिकीय	13.1	13.1	13.1	10.1	13.1
कोयला + लिग्नाइट	235.1	235.1	235.1	235.1	235.1
गैस	24.8	24.8	24.8	24.8	24.8
कुल	609.6	609.6	609.6	583.9	616.7
बैटरी ऊर्जा भंडारण प्रणाली (GW/GWh)	8.7/34.8	22.8/91.2	8.7/34.8	13.5/54	2.1/8.4

* पड़ोसी देशों से हाइड्रो आयात को छोड़कर

यह देखा गया है कि बीईएसएस क्षमता की सीमा उच्च हाइड्रो परिदृश्य में 2.1 GW/8.4 GWh से उच्च मांग परिदृश्य में 22.8 GW/91.2 GWh तक भिन्न होती है।

तालिका 5.10 ख

विभिन्न परिदृश्यों में 2031-32 के अंत तक संभावित रूप से स्थापित क्षमता

(सभी आंकड़े गीगावॉट में)

परिदृश्य	आधार मामला	उच्च मांग	उच्च बीईएसएस लागत	अनुदार परिदृश्य	हाई हाइड्रो
जलविद्युत*	62.2	62.3	62.3	57.7	65.7
पीएसपी	26.7	26.7	29.1	24.9	31.8
लघु जलविद्युत	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4
सौर	364.6	364.6	364.6	338.6	364.6
पवन	121.9	121.9	121.9	92.1	121.9
बायोमास	15.5	15.5	15.5	15.5	15.5
नाभिकीय	19.7	19.7	19.7	16.9	19.7

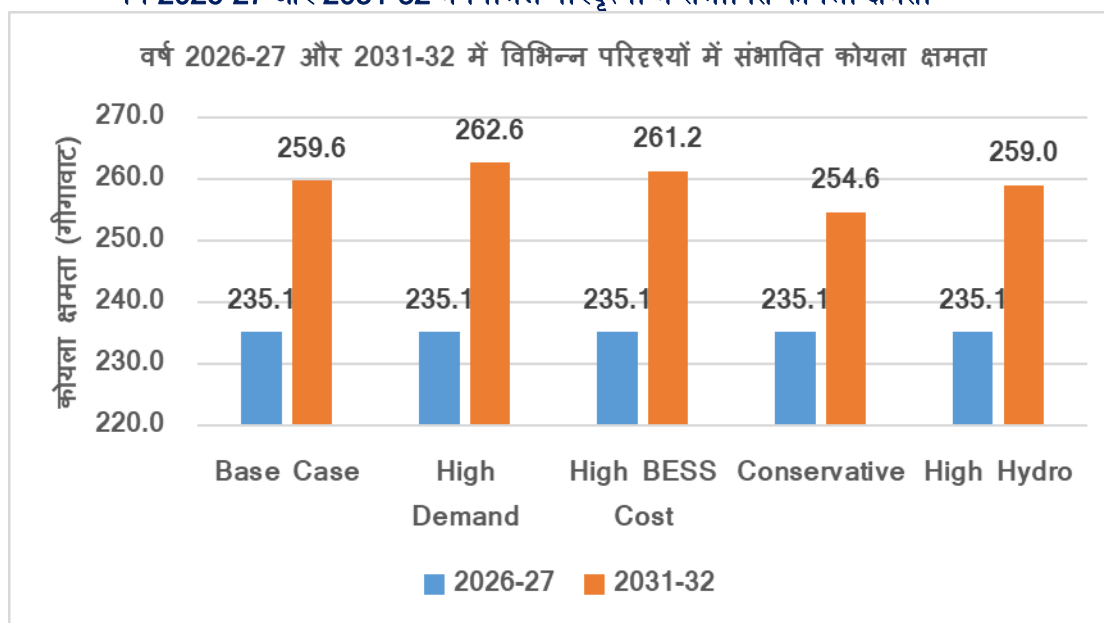
कोयला + लिग्नाइट	259.6	262.6	261.2	254.6	259.0
गैस	24.8	24.8	24.8	24.8	24.8
कुल	900.4	903.4	904.5	830.5	908.4
बैटरी ऊर्जा भंडारण प्रणाली (GW/ GWh)	47.24/ 236.2	66.78/ 333.9	42.85/ 214.25	67.04/ 335.2	38.71/ 193.55

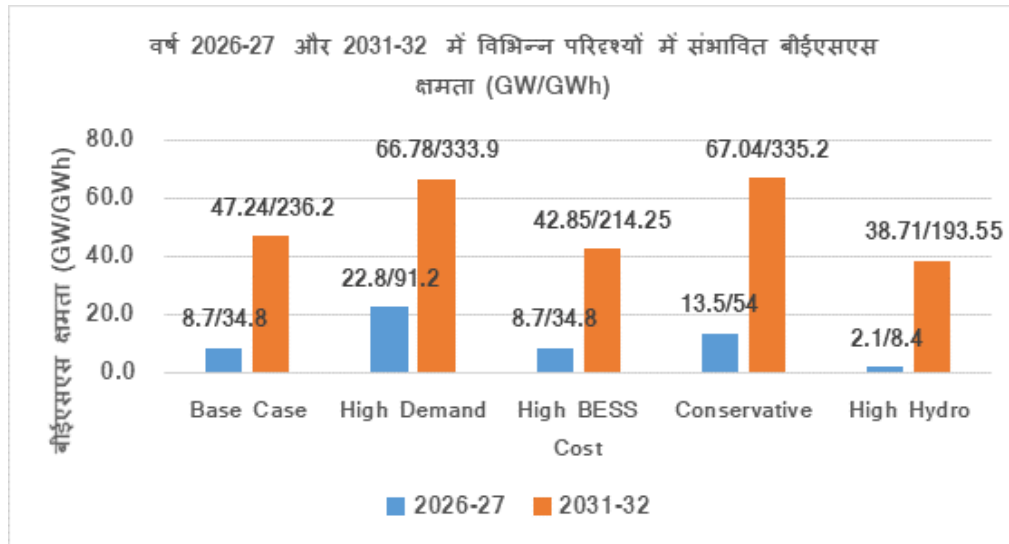
*पड़ोसी देशों से जलविद्युत आयात को छोड़कर

यह देखा गया है कि कोयला आधारित स्थापित क्षमता की सीमा 2031-32 में 259.6 गीगावाट से 262.6 गीगावाट तक भिन्न होती है जबकि बीईएसएस क्षमता 38.71 GW/193.55 GWh से उच्च हाइड्रो परिदृश्य में 67.04 GW/335.2 GWh से अनुदातर परिदृश्य में भिन्न होती है। विभिन्न परिदृश्यों में 2026-27 और 2031-32 में संभावित कोयला आधारित क्षमता की सीमा को प्रदर्शनी 5.5 क में दर्शाया गया है और विभिन्न परिदृश्यों में 2026-27 और 2031-32 में संभावित बीईएसएस क्षमता की सीमा को प्रदर्शनी 5.5 ख में दर्शाया गया है।

प्रदर्शनी 5.5 क

वर्ष 2026-27 और 2031-32 में विभिन्न परिदृश्यों में संभावित कोयला क्षमता



प्रदर्शनी 5.5 ख**5.8.5 परिदृश्य विश्लेषण के आधार पर अवलोकन**

- 26.9 गीगावाट निर्माण कोयला आधारित क्षमता के अलावा, 24.2 गीगावाट की अतिरिक्त कोयला आधारित क्षमता (जो कोयला खदानों से 500 किमी से कम की दूरी पर साइटों पर पहचाना जाता है) आधार मामले में 2031-32 तक आवश्यक हो सकता है। हालांकि, अतिरिक्त कोयला क्षमता की यह आवश्यकता अनुदार परिदृश्य में लगभग 27.1 गीगावाट तक बढ़ जाती है।
- 2026-27 में बीईएसएस की आवश्यकता विभिन्न परिदृश्यों में 2.1 GW/8.4 GWh से 22.8 GW/91.2 GWh से भिन्न है। 2031-32 में बीईएसएस की आवश्यकता 38.7 GW/ 193.55 GWh से 67.04 GW/335.2 GWh से अलग-अलग परिदृश्यों में भिन्न है।
- जब चरम मांग और ऊर्जा की आवश्यकता बढ़ जाती है, 2026-27 में क्षमता मिश्रण (5% तक) बेस केस के समान ही रहता है; हालांकि बेस केस की तुलना में बीईएस स्टोरेज की आवश्यकता 14.1 GW/56.4 GWh बढ़ जाती है; 2031-32 में, बेस केस में 259.6 गीगावाट की कोयला क्षमता की तुलना में, बड़ी हुई मांग को पूरा करने के लिए लगभग 3 गीगावाट की अतिरिक्त कोयला क्षमता की आवश्यकता होती है; बेस केस की तुलना में इस परिदृश्य में बीईएसएस भी 19.5 GW/97.7 GWh बढ़ जाता है।
- हाइड्रो क्षमता की स्थिति में बेस केस में विचार किए गए संभावित प्रक्षेपवक्र से लगभग 2 गीगावाट तक हाइड्रो आधारित क्षमता वृद्धि तेज होती है जब 2026-27 में बेस केस की तुलना और पीएसपी आधारित क्षमता के अलावा लगभग 5.6 गीगावाट की वृद्धि होती है, तो 2026-27 में बीईएस की क्षमता की आवश्यकता लगभग 6.6 GW/26.4 GWh तक कम होने की संभावना है।
- 2026-27 में, यदि विभिन्न उत्पादन स्रोतों से क्षमता वृद्धि में देरी हो रही है (नाभिकीय वृद्धि 3 गीगावाट तक कम करने के साथ, बेस केस की तुलना में वीआरई 22.5 गीगावाट तक कम करने के साथ), मांग को पूरा करने में इन स्रोतों से उपलब्ध कम उत्पादन के लिए 2026-27 में बीईएसएस की आवश्यकता में 50% से अधिक की वृद्धि होने की उम्मीद है।

5.9 लघु अवधि के अध्ययन - (प्रति घंटा उत्पादन प्रेषण)

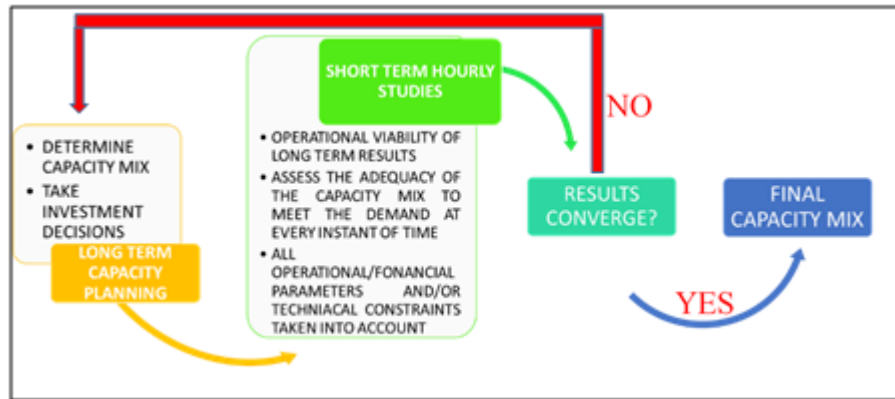
विद्युत क्षेत्र के बुनियादी ढांचे में निवेश करने के लिए लंबे समय की आवश्यकता होती है, और परिणामी परियोजनाओं के लंबी अवधि को देखते हुए, भविष्य के निवेश विकल्प आज किए गए निवेश से प्रभावित होते हैं। खराब निर्दिष्ट दीर्घकालिक संक्रमण योजना के कारण निकट-अवधि की अक्षमताओं से बचने के लिए एक अधिक एकीकृत दृष्टिकोण की आवश्यकता होती है, जो अल्पकालिक योजना चरणों के माध्यम से दीर्घकालिक से आगे बढ़ता है, और स्पष्ट, आंतरिक रूप से सुसंगत फीडबैक लूप स्थापित करता है।

उत्पादन लागत मॉडल या अल्पकालिक अध्ययन दीर्घकालिक उत्पादन के विस्तार मॉडल से परिणामों को मान्य करने में मदद करते हैं और समय के समाधान में उनकी आंतरिक सीमा पर काबू पाने में दीर्घकालिक परिणामों को पूरक करते हैं।

नियोजन और आकलन का एक टॉप-डाउन दृष्टिकोण काफी तार्किक है जैसे कि प्रक्रिया उच्च-स्कोप योजना (समय क्षितिज) से उच्च-विस्तृत विश्लेषण तक चली जाएगी।

नीचे दी गई प्रदर्शनी 5.6 उत्पादन योजना प्रक्रिया में अनुसरण किए जाने वाले चरणों के अनुक्रम का प्रतिनिधित्व करती है।

प्रदर्शनी 5.6



आरंभ करने के लिए, दीर्घकालिक उत्पादन विस्तार योजना भविष्य की क्षमता मिश्रण को प्रस्तावित करती है। इस प्रकार व्युत्पन्न क्षमता मिश्रण परिभाषित अध्ययन अवधि के लिए प्रति घंटा / उप घंटे के आधार पर इष्टतम प्रेषण का आकलन करने के लिए उपयोग किया जाता है। प्रणाली संचालन में स्थिरता का पता लगाने और / या कमजोरियों, यदि कोई हो, का पता लगाने के लिए प्रणाली का विश्लेषण किया जाता है।

सिस्टम के अल्पकालिक दृष्टिकोण में नियोजन प्रक्रिया के दौरान विद्युत प्रणाली संचालन के निम्नलिखित पहलू शामिल हैं:-

- प्रति घंटा / प्रति आधा घंटा समय कदम
- यूनिट प्रतिबद्धता निर्णय
- रैंपिंग बाधाएं
- मौसम आधारित जलविद्युत प्रवाह
- तकनीकी बाधाएं जैसे कोयला आधारित विद्युत संयंत्रों का न्यूनतम विद्युत भार
- स्टार्ट अप और शट डाउन लागत।

5.9.1 वर्ष 2026-27 के लिए अल्पकालिक प्रेषण अध्ययन

वर्ष 2026-27 के दौरान सभी 365 दिनों (8760 घंटे) के लिए अनुमानित क्षमता से कम से कम लागत और इष्टतम प्रति घंटा उत्पादन प्रेषण पर पहुंचने हेतु अल्पकालिक अध्ययन के लिए इकाइयों के सभी परिचालन / वित्तीय मापदंडों और तकनीकी विशेषताओं पर विचार किया गया है।

प्रति घंटा प्रेषण अध्ययनों के आधार पर दीर्घकालिक अध्ययन से प्राप्त क्षमता मिश्रण भारत की विद्युत की मांग को मजबूती से पूरा करने में सक्षम है (अर्थात्, प्रत्येक पांच क्षेत्रों में वर्ष का प्रत्येक घंटा) और वर्ष 2026-27 में 7.4 गीगावॉट पीएसपी क्षमता और बीईएसएस के 8.7 GW/34.8 GWh के साथ कोयला और लिग्नाइट आधारित क्षमता

का 235.1 गीगावॉट, गैस का 24.8 गीगावॉट, नाभिकीय का 13.1 गीगावॉट और आरई आधारित स्थापित क्षमता 329.1 गीगावॉट है (जिसमें 52.94 गीगावॉट बड़े जलविद्युत, पीवी से 186 गीगावॉट, पवन से 8072.9 गीगावॉट, बायोमास से 13 गीगावॉट और लघु जलविद्युत से 4.95.2 गीगावॉट शामिल हैं) वर्ष 2026-27 में संभावित स्रोतवार उत्पादन नीचे दिया गया है:-

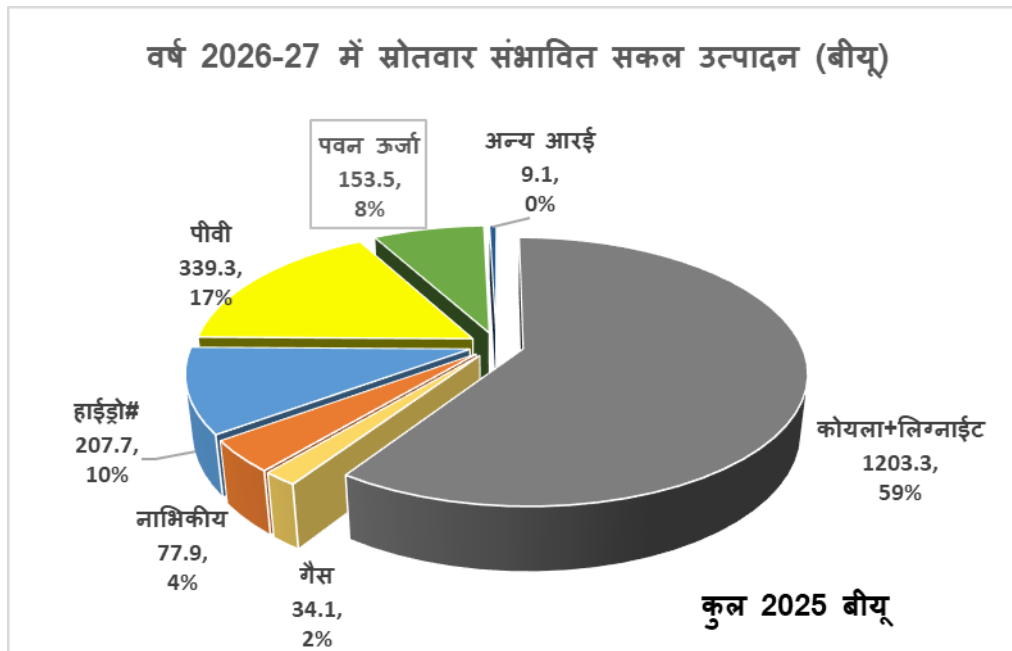
तालिका 5.11

वर्ष 2026-27 में स्रोत के अनुसार संभावित सकल उत्पादन (बीयू)

स्रोत	सकल उत्पादन (बीयू)	प्रतिशत (%)
कोयला + लिग्नाइट	1203.4	59.4%
गैस	34.1	1.7%
एनयूसीएल	77.9	3.8%
जलविद्युत#	207.7	10.3%
पीवी	339.3	16.8%
पवन ऊर्जा	153.5	7.6%
अन्य आरई	9.1	0.4%
कुल	2025.0	100.0%

#हाइड्रो आधारित आयात से

प्रदर्शनी 5.7



वर्ष 2031-32 के लिए दीर्घकालिक अध्ययनों से प्राप्त क्षमता मिश्रण का उपयोग प्रति घंटा प्रेषण अध्ययन करने के लिए किया गया था कि क्या प्राप्त क्षमता मिश्रण भारत की विजली की मांग को मज़बूती से पूरा करने में सक्षम है (अर्थात्, वर्ष के प्रत्येक घंटे में पाँच क्षेत्रों में से प्रत्येक में)।

प्रति घंटा प्रेषण अध्ययनों के आधार पर, यह देखा गया कि 900.4 GW की कुल स्थापित क्षमता जिसमें 259.6 GW कोयला और लिग्नाइट आधारित क्षमता, 24.8 GW गैस, 19.7 GW परमाणु और 596.3 GW नवीकरणीय आधारित

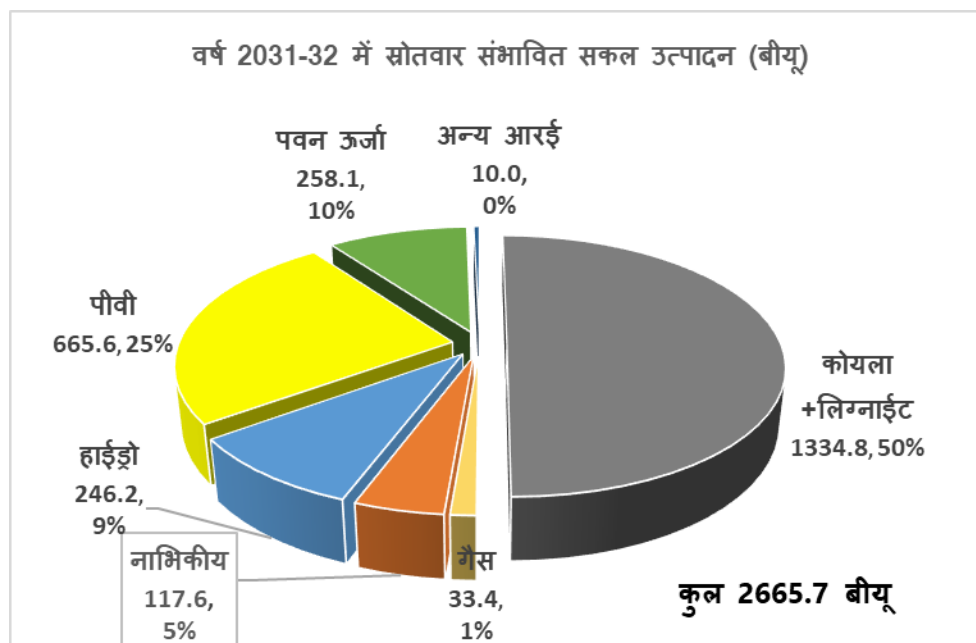
स्थापित क्षमता शामिल है। 62.2 GW बड़े हाइड्रो, 26.7 GW पीएसपी, पीवी से 364.6 GW, पवन ऊर्जा से 121.9 GW, बायोमास से 15.5 GW और छोटी जलविद्युत परियोजना से 5.45 GW) 47.24 GW/236.22 GWh बैटरी ऊर्जा भंडारण के साथ, देश की मांग को पूरा करने के लिए पाया गया है 2031-32 में सभी समय। 2031-32 में स्रोतवार संभावित उत्पादन इस प्रकार है:-

तालिका 5.12
वर्ष 2031-32 में स्रोत के अनुसार संभावित सकल उत्पादन (बीयू)

स्रोत	सकल उत्पादन (बीयू)	प्रतिशत (%)
कोयला + लिग्नाइट	1334.8	50.1%
गैस	33.4	1.3%
नाभिकीय	117.6	4.4%
जलविद्युत#	246.2	9.2%
पीवी	665.6	25.0%
पवन ऊर्जा	258.1	9.7%
अन्य आरई	10.0	0.4%
कुल	2665.7	100.0%

जलविद्युत आधारित आयात से उत्पादन सहित

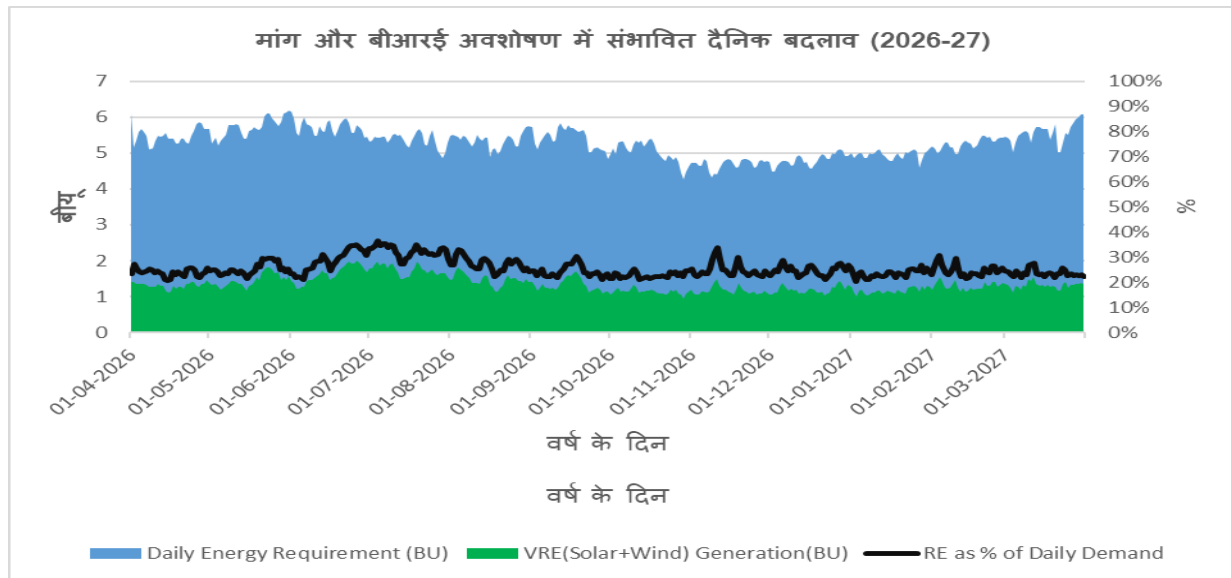
प्रदर्शनी 5.8



5.9.1.1 मांग और वीआरई अवशोषण में दैनिक भिन्नता

नीचे दी गई प्रदर्शनी 5.9 में 2026-27 में अक्षय स्रोतों (सौर और पवन) से मिलने वाली दैनिक विद्युत ऊर्जा आवश्यकता के प्रतिशत के साथ दैनिक विद्युत ऊर्जा आवश्यकता और दैनिक वीआरई उत्पादन (केवल सौर और पवन) की भिन्नता को दर्शाया गया है। यह देखा जा सकता है कि वीआरई उत्पादन द्वारा कुछ दिनों में पूरी की गई मांग 35% जितनी अधिक है।

प्रदर्शनी 5.9

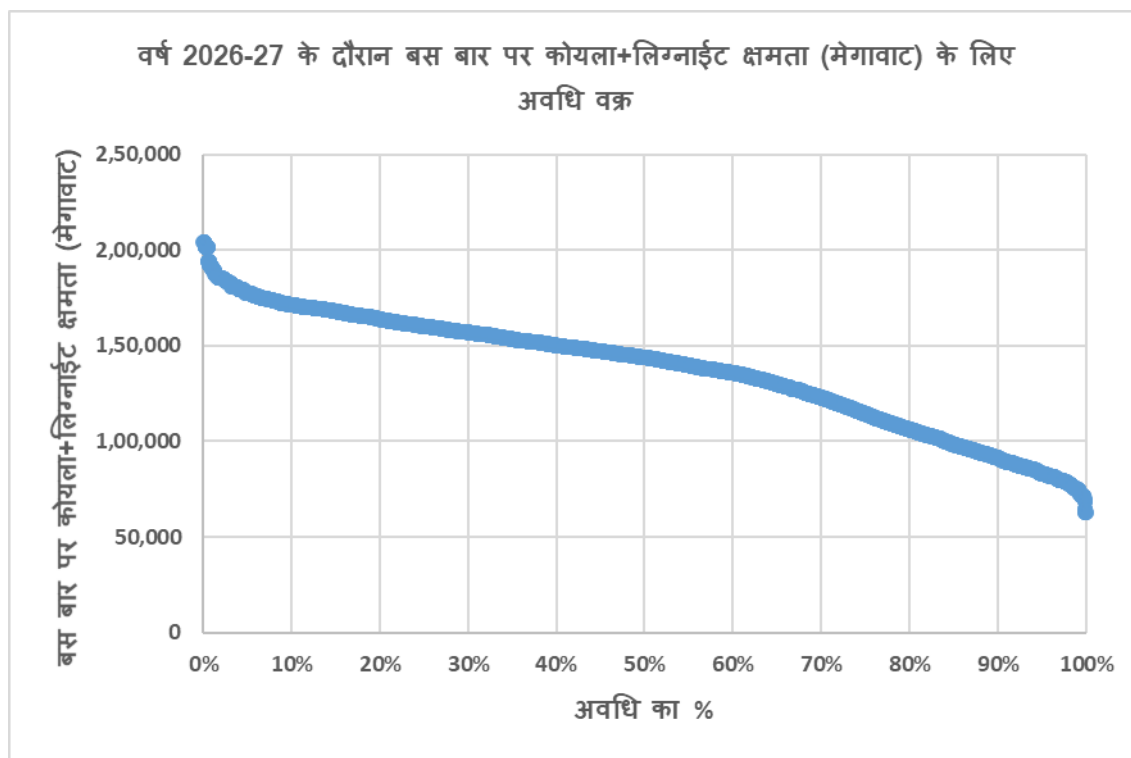


5.9.1.2 वर्ष 2026-27 एवं 2031-32 के लिए अल्पकालिक प्रेषण अध्ययनों पर आधारित प्रमुख निष्कर्ष

अल्पावधि प्रेषण अध्ययनों के कुछ मुख्य परिणाम नीचे दिए गए हैं:

- पीएसपी जैसी ऊर्जा भंडारण प्रौद्योगिकियां विशेषरूप से उच्च आरई महीनों के दौरान दैनिक ग्रिड संतुलन में मदद करती हैं। भंडारण तकनीकें दिन के समय (सौर उत्पादन के साथ संयोग से) चार्ज होती हैं और तड़के सुबह और शाम की पीक अवधि के दौरान (प्रत्येक दिन कुल 4-8 घंटे) डिस्चार्ज होती हैं। वे खड़ी प्रणाली रैंप को पूरा करने में भी मदद करते हैं।
- वर्ष 2026-27 में कुल उत्पादन के लिए नवीतरणीय ऊर्जा आधारित उत्पादन (बड़े हाइड्रो को शामिल करके) का योगदान वर्ष 2021-22 में 22.1% से 2031-32 में बढ़कर लगभग 35% और 44.3% होने की संभावना है।
- यह देखा गया है कि वर्ष 2026-27 के दौरान आरई आधारित उत्पादन का लगभग 1% अवशोषित नहीं किया जा सकता है जबकि 2031-32 के दौरान आरई आधारित उत्पादन का लगभग 3.3% अवशोषित नहीं किया जा सकता है। यदि प्रतिदिन पीक डिमांड शाम से दोपहर के घंटों में शिफ्ट हो जाती है तो यह मूल्य और कम हो सकता है। किए गए अध्ययन 55% न्यूनतम तकनीकी भार पर हैं, लेकिन सीईए विनियमन लाया गया है जिसके अनुसार 40% न्यूनतम तकनीकी भार प्राप्त किया जा सकता है, 40% न्यूनतम तकनीकी भार पर विचार करते हुए आरई आधारित उत्पादन कटौती 0.09% और 1.29% तक घट जाएगी वित्तीय वर्ष 2026-27 और 2031-32 क्रमशः।
- 235.1 गीगावॉट की कुल स्थापित कोयला क्षमता का औसत पीएलएफ 2026-27 में लगभग 58.4% और 2031-32 में औसत पीएलएफ लगभग 58.7% पाया गया।
- यह देखा गया है कि मार्च 2027 में अधिकतम कोयला क्षमता (सकल) प्रेषण लगभग 204 गीगावॉट थी।
- 2026-27 में लगभग 123.4 गीगावॉट की कोयला आधारित क्षमता 70% से अधिक समय के लिए बार पर रहने की उम्मीद है, जबकि लगभग 43 गीगावॉट की क्षमता 30% से कम समय के लिए बार पर रहने की उम्मीद है जैसा कि प्रदर्शनी 5.10 में दिखाया गया है।

प्रदर्शनी 5.10



5.9.2 वर्ष 2026-27 के दौरान कुछ महत्वपूर्ण दिनों के लिए अल्पावधि प्रेषण अध्ययन

वीआरई संसाधनों की वार्षिक/मौसमी परिवर्तनशीलता के कारण सौर एवं पवन के साथ-साथ जलविद्युत उत्पादन में भिन्नता और वर्ष के दौरान मांग वक्र के आकार में परिवर्तन के कारण ऐतिहासिक प्रति घंटा डिमांड प्रोफाइल और वीआरई जनरेशन डेटा के आधार पर एक वर्ष में कुछ महत्वपूर्ण दिनों की पहचान की गई। वर्ष 2026-27 में दिए गए क्षमता मिश्रण के साथ विद्युत प्रणाली स्थिर और लचीला है या नहीं, यह पता लगाने के उद्देश्य से देश के लिए संसाधन के अनुसार उत्पादन पैटर्न (अंतर-क्षेत्रीय संचरण बाधाओं का सम्मान करते हुए) ऐसे महत्वपूर्ण दिनों के लिए हर समय अनुमानित प्रणाली की मांग को पूरा करने हेतु विस्तार से अध्ययन किया गया था।

अल्पावधि अध्ययन के लिए विशिष्ट दिनों का विवरण तालिका 5.13 में दिया गया है।

तालिका 5.13

वर्ष 2026-27 के दौरान पहचाने गए महत्वपूर्ण दिन

क्र.सं.	विशेषता दिवस	माह
1	पीक मांग दिवस	मई
2	अधिकतम वीआरई (पवन + सौर) उत्पादन दिवस	जुलाई
3	अधिकतम सौर उत्पादन दिवस	मार्च
4	न्यूनतम सौर उत्पादन दिवस	जुलाई
5	अधिकतम ऊर्जा मांग दिवस	मई
5	न्यूनतम ऊर्जा मांग दिवस	अक्तूबर-नवंबर
6	न्यूनतम वीआरई (पवन+सौर) उत्पादन दिवस	जनवरी

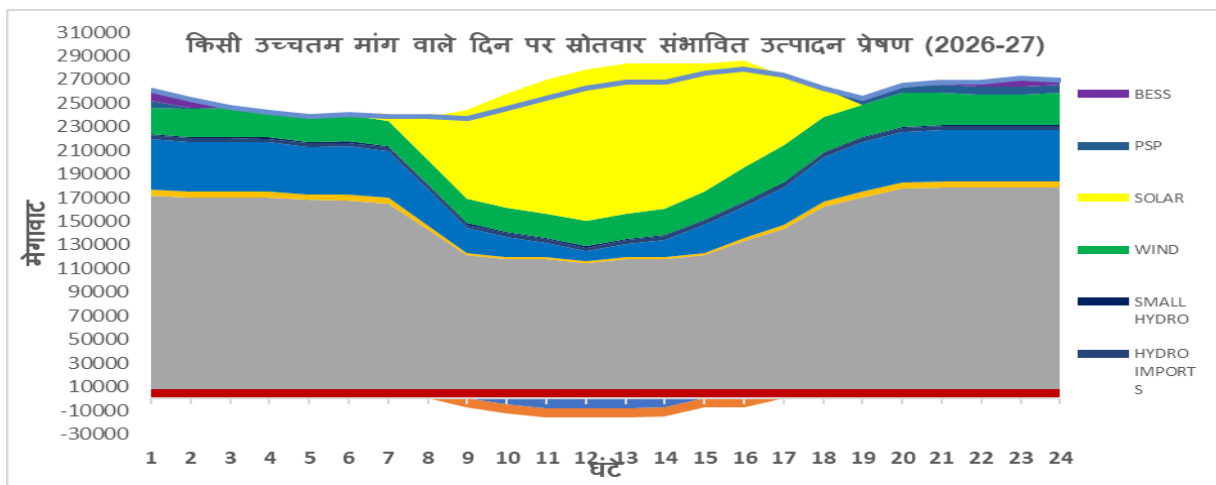
5.9.2.1 पीक मांग दिवस

पावर प्लानिंग के नजरिए से सबसे महत्वपूर्ण दिनों में से एक पीक मांग दिवस होता है और यह सुनिश्चित किया जाना चाहिए कि जब भी पीक मांग होती है तो उसे पूरा करने के लिए पर्याप्त आपूर्ति होगी। यह अन्य दिनों में भी पीक मांग को पूरा करने के लिए प्रणाली की क्षमता को प्रदर्शित करता है। 2026-27 की संभावित प्रति घंटा मांग प्रोफाइल से, यह देखा गया है कि देश में 277 गीगावाट की पीक मांग सामान्यतः मई के महीने में होती है।

पीक दिवस के लिए सभी संसाधनों से प्रति घंटा उत्पादन प्रेषण प्रदर्शनी 5.11 में दिखाया गया है

प्रदर्शनी 5.11

किसी उच्चतम मांग वाले दिन पर स्रोतवार संभावित उत्पादन प्रेषण (2026-27)



यह देखा गया है कि इस दिन जब चरम मांग होती है, विद्युत की चरम मात्रा और ऊर्जा की मांग पूरी तरह से दीर्घकालिक अध्ययनों से प्राप्त उत्पादन क्षमता मिश्रण से पूरी होने की संभावना है। इसके अलावा, यह देखा गया है कि ऑनलाइन कोयला क्षमता 55% न्यूनतम विद्युत भार (एमपीएल) पर उन घंटों के दौरान चल रही है जब पूर्ण सौर उत्पादन उपलब्ध है। भंडारण उस अवधि के दौरान चार्ज हो रहा है जब अतिरिक्त सौर उत्पादन उपलब्ध है और गैर-सौर घंटों के दौरान भेजा जाता है। हालांकि, लोड कर्व के आकार, कोयले और गैस संयंत्रों की न्यूनतम तकनीकी लोडिंग आदि के कारण आरई उत्पादन पूरी तरह से अवशोषित नहीं हो सका। दिन में कोयला आधारित क्षमता का सकल पीएलएफ 65.6% रहने की संभावना है।

उपरोक्त तालिका में दिए गए अन्य महत्वपूर्ण दिनों के लिए अल्पकालिक प्रति घंटा प्रेषण के अध्ययन से पता चलता है कि लंबी अवधि के अध्ययनों से प्राप्त क्षमता मिश्रण के साथ ऐसे दिनों की मांग को पूरा करने के लिए प्रणाली लचीला और स्थिर है।

5.9.2. 2026-27 और 2031-32 में कोयला आधारित क्षमता का पीएलएफ**तालिका 5.14****कोयला और लिग्नाइट से उत्पन्न ऊर्जा और कोयला आधारित स्टेशनों का औसत पीएलएफ**

वर्ष	संभावित कोयला + लिग्नाइट आधारित उत्पादन (सकल) (बीयू)	कोयला आधारित संयंत्रों की संभावित पीएलएफ (%)
2026-27	1203.4	58.4
2031-32	1334.7	58.7

5.10 निष्कर्ष

1. बीसवीं ईपीएस मांग अनुमानों के अनुसार वर्ष 2026-27 के लिए अनुमानित अखिल भारतीय विद्युत की मांग और विद्युत ऊर्जा की आवश्यकता 277.2 गीगावॉट और 1907.8 बीयू और वर्ष 2031-32 के लिए क्रमशः 366.4 गीगावॉट और 2473.8 बीयू है।
2. 211,819 मेगावाट की क्षमता में वृद्धि जिसमें 31,880 मेगावाट पारंपरिक क्षमता वृद्धि (कोयला-25,580 मेगावाट, नाभिकीय-6300 मेगावाट) और 179,939 मेगावाट नवीकरणीय ऊर्जा आधारित क्षमता वृद्धि (बड़े जलविद्युत-10,462 मेगावाट, सौर-131,570, पवन- 32,537 मेगावाट, बायोमास-2318 मेगावाट, लघु हाईड्रो 352 मेगावाट, पीएसपी-2700 मेगावाट) 2022-27 के दौरान वर्ष 2026-27 के लिए विद्युत की चरम मांग और ऊर्जा आवश्यकता को पूरा करने के लिए आवश्यक है। इसके अतिरिक्त, 2026-27 में 8,680 MW/34,720 MWh की बीईएसएस क्षमता की आवश्यकता है।
3. वर्ष 2022-27 की अवधि के लिए किए गए उत्पादन योजना अध्ययनों के आधार पर, वर्ष 2026-27 के लिए संभावित स्थापित क्षमता 609,591 मेगावाट है जिसमें 8,680 MW/34,720 MWh की बीईएसएस क्षमता के साथ 273,038 मेगावाट पारंपरिक क्षमता वृद्धि (कोयला-235,133 मेगावाट, गैस-24,824 मेगावाट, नाभिकीय-13,080 मेगावाट) और 336,553 मेगावाट नवीकरणीय ऊर्जा आधारित क्षमता वृद्धि (बड़े जलविद्युत-52,446 मेगावाट, सौर -185,566 मेगावाट, पवन-72,895 मेगावाट, लघु जलविद्युत-5,200 मेगावाट, बायोमास-13,000 मेगावाट, पीएसपी-7446 मेगावाट) शामिल है।
4. वर्ष 2026-27 के लिए संभावित स्थापित क्षमता वर्ष 2029-30 तक 500 गीगावाट की गैर-जीवाश्म ईंधन आधारित स्थापित क्षमता प्राप्त करने के देश के लक्ष्य के अनुरूप है।
5. वर्ष 2031-32 के लिए चरम विद्युत की मांग और ऊर्जा की आवश्यकता को पूरा करने के लिए 2027-32 के दौरान 291,802 मेगावाट की क्षमता वृद्धि की आवश्यकता है। इसमें 32,080 मेगावाट की पारंपरिक क्षमता वृद्धि (कोयला-25,480 मेगावाट, नाभिकीय-6,600 मेगावाट) और 259,722 मेगावाट की नवीकरणीय आधारित क्षमता वृद्धि (बड़ जलविद्युत-9732 मेगावाट, सौर-179,000, पवन-49,000 मेगावाट, बायोमास-2500 मेगावाट, लघु जलविद्युत-250 मेगावाट, पीएसपी-19,240 मेगावाट) शामिल है। इसके अतिरिक्त, इस अवधि के दौरान 38,564 MW/201,500 MWh की बीईएसएस मांग होने की संभावना है।

6. 2027-32 की अवधि के लिए किए गए उत्पादन योजना अध्ययनों के आधार पर, वर्ष 2031-32 के लिए संभावित स्थापित क्षमता 900,422 मेगावाट है जिसमें 304,147 मेगावाट पारंपरिक क्षमता (कोयला-259,643 मेगावाट, गैस-24,824 मेगावाट, नाभिकीय-19,680 मेगावाट) और बीईएसएस क्षमता 47,244 MW/236,220 MWh के साथ 596,275 मेगावाट नवीकरणीय आधारित क्षमता (बड़े जलविद्युत-62,178 मेगावाट, सौर-364,566 मेगावाट, पवन 121,895 मेगावाट, लघु जलविद्युत-5450 मेगावाट, बायोमास-15,500 मेगावाट, पीएसपी-26,686 मेगावाट; संभावित जलविद्युत आधारित आयात के 5856 मेगावाट को छोड़कर) शामिल है।
7. कई परिदृश्य जैसे अनुमानित मांग को पूरा करने के लिए क्षमता वृद्धि की आवश्यकता का आकलन करने के लिए उच्च मांग आवश्यकता (शीर्ष मांग और ऊर्जा आवश्यकता में 5% की वृद्धि), उच्च बीईएसएस लागत (लागत में 25% की वृद्धि), विभिन्न उत्पादन स्रोतों से विलंबित क्षमता वृद्धि के साथ रूढ़िवादी परिदृश्य का वर्ष 2026-27 और 2031-32 में संबंधित परिदृश्यों में विचारित विभिन्न प्रशंसनीय स्थितियों के अनुरूप अध्ययन किया गया।
8. यह देखा गया है कि 26.9 गीगावाट की निर्माणाधीन कोयला आधारित क्षमता के अलावा, 2031-32 तक आवश्यक अतिरिक्त कोयला आधारित क्षमता 19.1 गीगावाट से लगभग 27.1 गीगावाट तक भिन्न हो सकती है।
9. यह भी देखा गया है कि 2026-27 में विभिन्न परिदृश्यों पर विचार करने पर बीईएसएस की आवश्यकता 2.1 GW/8.4 GWh से 22.8 GW/91.2 GWh तक भिन्न है। यह भी देखा गया है कि 2031-32 में बीईएसएस की आवश्यकता 38.7 GW/ 193.55 GWh से 67 GW/335.2 GWh तक भिन्न है।
10. वर्ष 2026-27 के लिए घंटे के आधार पर किए गए निरंतर अध्ययनों से पता चलता है कि उपरोक्त क्षमता मिश्रण के साथ, विभिन्न तकनीकी प्रणाली बाधाओं का सम्मान करते हुए 365 दिनों में से प्रत्येक पर प्रति घंटा मांग को पूरा किया जाएगा। डिस्पैच मॉडलिंग यह पुष्टि करता है कि इष्टतम संसाधन मिश्रण वर्ष के हर घंटे में मांग को पूरा कर सकता है यानी लोड का कोई नुकसान नहीं होता है, यहां तक कि उन दिनों के दौरान भी जब सिस्टम पर जोर दिया जाता है, जैसे कि पीक लोड के दिन, उच्चतम नेट लोड, उच्चतम आरई परिवर्तनशीलता, आदि।
11. 2025 बीयू की सकल उत्पादन जिसमें कोयला (और लिग्नाइट) आधारित -1203.4 बीयू, गैस आधारित -34.1 बीयू, नाभिकीय आधारित- 77.9 बीयू, बड़े हाइड्रो आधारित- 207.6 बीयू (हाइड्रो आयात से उत्पादन सहित), पीवी आधारित-339.3 बीयू, पवन आधारित- 153.5 बीयू और अन्य आरई आधारित -9.1 बीयू शामिल हैं, अनुमानित प्रति घंटा मांग को पूरा करने के लिए उत्पादन योजना अध्ययनों के आधार पर वर्ष 2026-27 के दौरान अनुमानित है।
12. आगे, वर्ष 2031-32 के लिए, 2665.7 बीयू का सकल उत्पादन जिसमें कोयला (और लिग्नाइट) आधारित - 1334.8 बीयू, गैस आधारित-33.4 बीयू, नाभिकीय आधारित- 117.6 बीयू, बड़े हाइड्रो आधारित- 246.2 बीयू (उत्पादन सहित) हाइड्रो आयात से), पीवी आधारित-665.6 बीयू, पवन आधारित- 258.1 बीयू और अन्य आरई आधारित-10 बीयू, अनुमानित घंटे की मांग को पूरा करने के लिए उत्पादन योजना अध्ययन के आधार पर वर्ष 2031-32 के दौरान अनुमानित है।
13. 2026-27 में 235.1 गीगावाट की कुल स्थापित कोयला क्षमता का औसत पीएलफ लगभग 58.4% पाया गया। 2031-32 में 259.6 गीगावाट की कुल स्थापित कोयला क्षमता का औसत पीएलफ लगभग 58.7% पाया गया।

अनुलग्नक-5.1

क्षेत्रवार पवन और सौर सीयूएफ पर विचार किया गया

नोड	एनआर	डब्ल्यूआर	एसआर	ईआर	एनईआर
सौर सीयूएफ (मौजूदा)	18.49 %	19.54 %	19.76%	17.94 %	16.67 %
सौर सीयूएफ (नियोजित/ उम्मीदवार)	22.21%	23.47%	23.74%	21.55%	20.02%
पवन (तटीय)	24.36%	27.16%	23.93%	-	-
पवन (अपतटीय)		36.47%	57.49%		

तकनीकी	प्रकार	उपलब्धता (%)	रैम्पिंग (%/मिनट)	न्यूनतम तकनीकी(%)	स्टार्ट-अप समय (घंटा)		
					गर्म	वार्म	ठंडा
कोयला/लिग्नाइट	मौजूदा/योजनाबद्ध	85	1	55	2	5	10
	उम्मीदवार	88	1	55	2	5	10
गैस	मौजूदा	90	5	40	1.5	2	3
नाभिकीय	मौजूदा/योजनाबद्ध उम्मीदवार	68	लगातार भार	-	-	-	-
बायोमास	मौजूदा/योजनाबद्ध उम्मीदवार	60	2	50	2	4	8
जलविद्युत	मौजूदा/योजनाबद्ध उम्मीदवार	उपलब्ध प्रति घंटा उत्पादन प्रोफाइल के अनुसार	100	-	-	-	-
सौर	मौजूदा/योजनाबद्ध		-	-	-	-	-
	उम्मीदवार		-	-	-	-	-
हवा	मौजूदा/योजनाबद्ध		-	-	-	-	-
	उम्मीदवार		-	-	-	-	-
ऊर्जा संग्रहण	मौजूदा/योजनाबद्ध	95	50	-	-	-	-
	उम्मीदवार		50	-	-	-	-
बैटरी ऊर्जा भंडारण	उम्मीदवार	98	लागू नहीं	-	-	-	-

तकनीकी	प्रकार	ताप दर (मेगाकैलोरी/मेगावाट)		सहायक खपत (%)	न्यूनतम ऑनलाइन समय (घंटा)	न्यूनतम ऑफ़लाइन समय (घंटा)	स्टार्ट-अप ईंधन की खपत (मेगाकैलोरी/मेगावाट)		
		अधिकतम लोडिंग पर	न्यूनतम लोडिंग पर				उष्म	गर्म	ठंडा
कोयला	मौजूदा/योजनाबद्ध	2300 to 2879	2438 to 3052	7.0	6	4	600	1000	1800
	उम्मीदवार (एससी और यूएससी)	2060 to 2125	2183 to 2253	6.5	6	4	600	1000	1800
गैस	मौजूदा	2000 to 2900	2260 to 3277	2.5	4	3	30	50	90
नाभिकीय	मौजूदा/योजनाबद्ध	2777	2777	10	6	4	-	-	-
	उम्मीदवार	2777	2777	10	-	-	-	-	-
बायोमास	मौजूदा/योजनाबद्ध	4200	4450	8	6	4	600	1000	1800
	उम्मीदवार	4200	4450	8	6	4	600	1000	1800
जलविद्युत	मौजूदा/योजनाबद्ध	-	-	0.7	-	-	-	-	-
	उम्मीदवार	-	-	0.7	-	-	-	-	-
पीएसपी	मौजूदा/योजनाबद्ध	-	-	पंप दक्षता	-	-	-	-	-
	उम्मीदवार	-	-	80 %	-	-	-	-	-
बैटरी ऊर्जा भंडारण	उम्मीदवार	-	-	राउंड ट्रिप नुकसान 12%	-	-	-	-	-

ट्रांसमिशन पैरामीटर्स

क्षेत्रीय आधार पर दीर्घकालिक उत्पादन विस्तार अध्ययन करने के लिए, अंतर क्षेत्रीय विद्युत हस्तांतरण के लिए उनके बीच अंतर क्षेत्रीय ट्रांसमिशन लिंक के साथ पांच नोड बनाए गए हैं। अंतर-क्षेत्रीय ट्रांसमिशन लिंक के लिए निम्नलिखित मान स्वीकृत किए गए हैं: -

नई ट्रांसमिशन लाइन की पूंजीगत लागत *	10,163 रुपये / मेगावाट-किमी
लाइनों की वास्तविक हस्तांतरण क्षमता (एसआईएल मानी जाती है)	~ स्थापित क्षमता का 50%
लाइन वोल्टेज	400 केवी

*एनईआर से आने वाली लाइनों के लिए इसे उपरोक्त लागत का 2 गुना माना जाता है

वित्तीय पैरामीटर्स

वर्ष 2021-2022 में निम्नलिखित लागत मानदंड माने गए हैं:

संसाधन	कैपेक्स* (₹/मेगावाट में)	ओ एंड एम निश्चित लागत (₹/मेगावाट में)	निर्माण समय (वर्षों में)	परिशोधन/जीवन काल (वर्षों में)
कोयला	8.34 करोड़	19.54 लाख	4	25
हाइड्रो~	6 करोड़ से 20 करोड़	कैपेक्स का 2.5%	5 से 8	40
सौर!	4.5 करोड़ से 4.1 करोड़	कैपेक्स का 1%	0.5	25
पवन (तटीय)	6 करोड़	कैपेक्स का 1%	1.5	25
पवन (अपतटीय)	13.7 करोड़	कैपेक्स का 1%	1.5	25
बायोमास	9 करोड़	कैपेक्स का 2%	3	20
ऊर्जा संग्रहण	3 करोड़ से 8 करोड़	कैपेक्स का 5%	7	40
बैटरी ऊर्जा भंडारण@	(अध्याय 13 में विस्तृत)	कैपेक्स का 1%	0.5	14
अंतर-क्षेत्रीय पारेषण लाइन लागत	10,163 / मेगावाट/किमी	-	1	25

* सभी कैपेक्स के आंकड़े वास्तविक आधार पर 2021-22 के लागत स्तर पर हैं यानी कैपेक्स की गणना करते समय मुद्रास्फीति पर विचार नहीं किया जाता है।

~ हाइड्रो और पीएसएस उम्मीदवारों के कैपेक्स मूल्यों को राज्य और निजी क्षेत्र के संयंत्रों के लिए संबंधित विकासकर्ता द्वारा प्रस्तुत परियोजना लागत विवरण और केंद्रीय क्षेत्र के संयंत्रों के लिए केविप्रा द्वारा समय-समय पर किए गए आरसीई के अनुसार माना जाता है। परियोजना विकासकर्ता द्वारा प्रस्तुत आंकड़ों के अनुसार बुनियादी ढांचा विकास लागत के बराबर परियोजना के कुल लागत में लाभ को विद्युत मंत्रालय के आदेश संख्या 23/03/2016-आरआर के अनुसार संशोधित जल नीति दिशानिर्देश के आधार पर माना गया है।

! सौर लागत को 2021-22 में 4.5 करोड़/मेगावाट रुपये से घटाकर 2029-30 में 4.1 करोड़/ मेगावाट रुपये करने का अनुमान लगाया गया है, जिसके आगे इसे अगले दो साल के लिए समान माना जाता है।

अनुलग्नक -5.2

वर्ष 2022-32 के दौरान संभावित सेवानिवृत्ति के लिए कोयला आधारित संयंत्रों की सूची

(सभी ऑकड़े मेगावाट में)

क्र.सं.	परियोजना का नाम	राज्य	क्षेत्र	संगठन	कुल क्षमता (मेगावाट)
1	बरौनी टीपीएस 4 यू6,7	बिहार	केंद्रीय क्षेत्र	एनटीपीसी	2*105=210
2	टांडा टीपीएस यू 1-4	उत्तर प्रदेश	केंद्रीय क्षेत्र	एनटीपीसी	4*110=440
3	दुर्गापुर टीपीएस यूनिट 4*	पश्चिम बंगाल	केंद्रीय क्षेत्र	डीवीसी	210
4	रामागुंडेम-बी टीपीएस यू2	तेलंगाना	राज्य क्षेत्र	टीएसजेनको	62.5
5	ओबरा टीपीएस	उत्तर प्रदेश	राज्य क्षेत्र	यूपीआरवीयूएनएल	94
6	बंदेल यू2	उत्तर प्रदेश	राज्य क्षेत्र	डब्ल्यूबीपीडीसी	1*60=60
7	परिछा टीपीएस यूनिट 1,2	उत्तर प्रदेश	राज्य क्षेत्र	यूपीआरवीयूएनएल	2*110=220
8	कोटा टीपीएस यूनिट 1-2	राजस्थान	राज्य क्षेत्र	आरआरवीयूएनएल	2*110=220
9	हरदुआगंज टीपीएस यूनिट 7	उत्तर प्रदेश	राज्य क्षेत्र	यूपीआरवीयूएनएल	110
10	जीईपीएल टीपीपी पीएच-1 यूनिट 1,2	महाराष्ट्र	निजी क्षेत्र	जीईपीएल	2*60=120
11	सलोरा टीपीपी यू1	छत्तीसगढ़	निजी क्षेत्र	वीवीएल	135
12	टीटागढ़ टीपीएस यूनिट 1-4	उत्तर प्रदेश	निजी क्षेत्र	सीईएससी	4*60=240
कुल					2121.5

* ओबरा यूनिट 7 (94 मेगावाट) और दुर्गापुर टीपीएस यूनिट 4 (210 मेगावाट) को क्रमशः अक्टूबर-22 और दिसंबर-2022 में रिटायर किया गया है।

अनुलग्नक 5.3

क. वर्ष 2022-32 के दौरान संभावित लाभ के लिए निर्माणाधीन तापविद्युत संयंत्रों की सूची

(सभी आंकड़े मेगावाट में)

क्र.सं.	परियोजना का नाम	राज्य	क्षेत्र	संगठन	कुल क्षमता (मेगावाट)
1	तालचेर टीपीएस-III	उड़ीसा	केंद्रीय	एनटीपीसी	1320
2	घाटमपुर टीपीपी/एनएलसी संयुक्त उद्यम यू-1,2,3	उत्तर प्रदेश	केंद्रीय	एनएलसी और यूपीआरवीयूएनएल का संयुक्त उद्यम	3*660=1980
3	खुर्जा एससीटीपीपी यूनिट 1,2	उत्तर प्रदेश	केंद्रीय	टीएचडीसी	2*660=1320
4	तेलंगाना पीएच-1 / एनटीपीसी U-1,2	तेलंगाना	केंद्रीय	एनटीपीसी	2*800=1600
5	बारह एसटीपीपी-1 /एनटीपीसी यू-2,3	बिहार	केंद्रीय	एनटीपीसी	2*660=1320
6	बक्सर टीपीपी यूनिट 1,2	बिहार	केंद्रीय	एसजेवीएनएल	2*660=1320
7	उत्तर करनपुरा टीपीपी/एनटीपीसी यू-1,2,3	झारखंड	केंद्रीय	एनटीपीसी	3*660=1980
8	पतरातू एसटीपीपी यूनिट 1-3	झारखंड	केंद्रीय	एनटीपीसी और झारखंड का संयुक्त उद्यम विद्युत वितरण निगम लि.	3*800=2400
9	श्री दामोदरम टीपीएस एसटी-II	आंध्र प्रदेश	राज्य	एपीजेनको	800
10	उत्तर चेन्नई टीपीपी एसटी-III	तमिल नाडु	राज्य	टैजको	800
11	डॉ. नरला टाटा राव टीपीएस एसटी-वी	आंध्र प्रदेश	राज्य	एपीजेनको	800
12	जवाहरपुर एसटीपीपी/यूपीआरवीयूएनएल यूनिट 1,2	उत्तर प्रदेश	राज्य	यूपीआरवीयूएनएल	2*660=1320
13	ओबरा-सी एसटीपीपी/यूपीआरवीयूएनएल यूनिट 1,2	उत्तर प्रदेश	राज्य	यूपीआरवीयूएनएल	2*660=1320
14	पांकी टीपीएस एक्सटेंशन	उत्तर प्रदेश	राज्य	यूपीआरवीयूएनएल	660
15	भुसावल एसटीपीपी यूनिट 1	महाराष्ट्र	राज्य	महाजेनको	660
16	एन्नोर एससीटीपीपी / टैजको यू-1,2	तमिल नाडु	राज्य	टैजको	

					2*660=1320
17	उड़नगुडी एसटीपीपी यूनिट 1,2	तमिल नाडु	राज्य	टैजेडको	2*660=1320
18	यादाद्री टीपीएस यूनिट 1-5	तेलंगाना	राज्य	टीसजेन्को	5*800=4000
19	सागरदिघी थर्मल पावर प्लांट पी एच-III	पश्चिम बंगाल	राज्य	डब्ल्यूपीडीसीएल	660
कुल					26900 मेगावाट

* उत्तर करनपुरा एसटीपीपी यूनिट-1 660 मेगावाट को 18.01.2023 को चालू किया गया था।

ख. वर्ष 2022-32 के दौरान संभावित लाभ के लिए निर्माणाधीन बड़े जल विद्युत संयंत्रों की सूची

(सभी आंकड़े मेगावाट में)

क्र.सं.	परियोजना का नाम	राज्य	क्षेत्र	संगठन	कुल क्षमता (मेगावाट)
1	व्यास यूनिट 1,2	उत्तराखंड	केंद्रीय	यूजेवीएनएल	2*60=120
2	सुबनसिरी लोअर यूनिट 1-8	अरुणाचल प्रदेश	केंद्रीय	एनएचपीसी	8*250=2000
3	पाकल डल यूनिट 1-4	जम्मू और कश्मीर	केंद्रीय	सीवीपीपीपीएल	4*250=1000
4	रैटल यूनिट 1-5	जम्मू और कश्मीर	केंद्रीय	आरएचईपीपीएल/ एनएचपीसी	4*205+1*30=850
5	पार्वती एसटी. II इकाई 1-4	हिमाचल प्रदेश	केंद्रीय	एनएचपीसी	4*200=800
6	किरू यूनिट 1-4	जम्मू और कश्मीर	केंद्रीय	सीवीपीपीपीएल	4*156=624
7	झार यूनिट 1-4	जम्मू और कश्मीर	केंद्रीय	सीवीपीपीपीएल	4*135=540
8	तपोवन विष्णुगढ़ इकाई 1-4	उत्तराखंड	केंद्रीय	एनटीपीसी	4*130=520
9	तीस्ता- VI इकाई 1-4	सिक्किम	केंद्रीय	एनएचपीसी	4*125=500
10	विष्णुगढ़ पीपलकोटि यूनिट 1-4	उत्तराखंड	केंद्रीय	टीएचडीसी	4*111=444
11	लुहरी चरण-I इकाई 1-4	हिमाचल प्रदेश	केंद्रीय	एसजेवीएनएल	2*80+2*25=210
12	रामम - III इकाई 1-3	पश्चिम बंगाल	केंद्रीय	एनटीपीसी	3*40=120
13	रंगित-IV इकाई 1-3	सिक्किम	केंद्रीय	एनएचपीसी	3*40=120
14	धौलासिद्ध यू1,2	हिमाचल प्रदेश	केंद्रीय	एसजेवीएनएल	2*33=66
15	नैतवर मोरी यूनिट 1,2	उत्तराखंड	केंद्रीय	एसजेवीएनएल	2*30=60
16	लता तपोवन यूनिट 1-3	उत्तराखंड	केंद्रीय	एनटीपीसी	3*57=171

17	पोलावरम यूनिट 1-12	आंध्रप्रदेश	राज्य	पोलावरम परियोजना प्राधिकरण	12*80=960
18	शोंगटोंग करछम यूनिट 1-3	हिमाचल प्रदेश	राज्य	एचपीपीसीएल	3*150=450
19	शाहपुरकंडी इकाई 1-7	पंजाब	राज्य	पीएसपीसीएल	6*33+1*8=206
20	लोअर कोपिली इकाई 1-5	असम	राज्य	एचपीजीसीएल	2*55+1*5+2*2.5=120
21	यूएचएल-III यूनिट 1-3	हिमाचल प्रदेश	राज्य	बीवीपीसीएल	3*33.33=100
22	पल्लीवासल एक्सटी यूनिट 1,2	केरला	राज्य	केएसईबी	2*30=60
23	थोट्टियार यूनिट 1,2	केरला	राज्य	केएसईबी	1*30+1*10=40
24	परनई यूनिट 1-3	जम्मू और कश्मीर	राज्य	जेकेएसपीडीसी	3*12.5=37.5
25	लोअर कलनई यूनिट 1,2	जम्मू और कश्मीर	राज्य	जेकेएसपीडीसी	2*24=48
26	कुटेहर यूनिट 1-3	हिमाचल प्रदेश	निजी	जेएसडब्ल्यू एनर्जी लि	3*80=240
27	टिडोंग-I यूनिट 1-3	हिमाचल प्रदेश	राज्य	मेसर्स स्टेटक्राफ्ट इंडिया प्रा. लिमिटेड	3*50=150
28	महेश्वर यूनिट 1-10	मध्य प्रदेश	निजी	एसएमएचपीसीएल	10*40=400
29	पैनन यूनिट 1-4	सिक्किम	निजी	हिमगिरी हाइड्रो एनर्जी प्रा. लिमिटेड	4*75=300
30	फटा बायंग यूनिट 1,2	उत्तराखंड	निजी	लैंको	2*38=76
31	रंगित- II इकाई 1,2	सिक्किम	निजी	सिक्किम हाइड्रो शक्ति उपक्रमों सीमित	2*33=66
32	भास्मे इकाई 1-3	सिक्किम	निजी	गति इंफ्रास्ट्रक्चर	2*25.5=51
33	तन्नु रोमाई-1 इकाई 1,2	हिमाचल प्रदेश	निजी	टीआरपीजी	2*22=44
कुल					11494

ग. वर्ष 2022-32 के दौरान संभावित लाभ के लिए निर्माणाधीन पंप स्टोरेज प्लांट की सूची

(सभी आंकड़े मेगावाट में)

क्रमांक	परियोजना का नाम	राज्य	क्षेत्र	संगठन	कुल क्षमता (मेगावाट)
1	टिहरी यूनिट 1-4	उत्तराखंड	केंद्रीय	टीएचडीसी	4*250=1000
2	कुंडाह इकाई 1-4	तमिल नाडु	राज्य	टैजेडको	4*125=500
3	कोयना लेफ्ट बैंक	महाराष्ट्र	राज्य	डब्ल्यूआरडी	2*40=80
4	पिन्नापुरम	आंध्र प्रदेश	निजी	ग्रीनको एपी 01 आईआरईपी प्राइवेट लिमिटेड	4x240+2x120=1200
कुल					2780

अनुलग्नक 5.4

क. 2022-32 के दौरान संभावित लाभ के लिए उम्मीदवार तापविद्युत संयंत्रों की सूची

क्र.सं.	परियोजना का नाम	राज्य	क्षेत्र	कुल क्षमता (मेगावाट)
1	एनएलसी तालाबीरा एसटीपीएस	ओडिशा	केंद्रीय	3x800=2400
2	लारा एसटीपीपी-द्वितीय, तटरक्षक	छत्तीसगढ़	केंद्रीय	2x800=1600
3	सीपत-III, सीजी	छत्तीसगढ़	केंद्रीय	800
4	दारलीपाली-II, या	ओडिशा	केंद्रीय	800
5	टीपीएस-II दूसरा विस्तार	तमिलनाडु	केंद्रीय	2x660=1320
6	सिंगरौली एसटीपीपी-III, यूपी	उत्तर प्रदेश	केंद्रीय	2x800=1600
7	रघुनाथपुर टीपीएस, पीएच-II	पश्चिम बंगाल	केंद्रीय	2x660=1320
8	दुर्गापुर टी.पी.एस	पश्चिम बंगाल	केंद्रीय	800
9	कोडरमा टीपीएस	झारखंड	केंद्रीय	2x800=1600
10	मेजा-II	उत्तर प्रदेश	केंद्रीय	2x660=1320
11	बक्सर	बिहार	केंद्रीय	1x660=660
12	सुपर क्रिटिकल पीपी, कोरबा वेस्ट	छत्तीसगढ़	राज्य	2x660=1320
13	चंद्रपुर	महाराष्ट्र	राज्य	1x660=660
14	अमरकंटक टी.पी.एस	एमपी	राज्य	1x660=660
15	कोराडी (प्रतिस्थापन)	महाराष्ट्र	राज्य	2x660=1320
16	यूकेआई टीपीसी, तापी यू#7	गुजरात	राज्य	1x800=800
17	सिंगरानी यू#3	तेलंगाना	राज्य	1x800=800
18	यमुनानगर टीपीपी यू#3	हरयाणा	राज्य	1X800=800
कुल				20580 मेगावाट

ख. वर्ष 2022-32 के दौरान भविष्य में विकास के लिए अतिरिक्त उम्मीदवार कोयला संयंत्रों की सूची

क्र.सं.	परियोजना का नाम	राज्य	क्षेत्र	कुल क्षमता (मेगावाट)
1	एनएलसी तालाबीरा एसटीपी, संबलपुर, ओडिशा	ओडिशा	केंद्रीय	1X800=800
2	एमबीपीपी सुंदरगढ़	ओडिशा	केंद्रीय	2X800=1600
3	एनटीपीसी नवीनगर (एनपीजीसी)-II	बिहार	केंद्रीय	3X660=1980
4	गोधना टीपीएस, चंपा, सीजी	कर्नाटक	केंद्रीय	2X800=1600
5	सतपुड़ा टी.पी.एस	एमपी	केंद्रीय	1X660=660
6	छाबड़ा टीपीएस यू#7 और 8	राजस्थान	केंद्रीय	2X660=1320
7	कालीसिंध टी.पी.एस	राजस्थान	केंद्रीय	1X800=800
8	उड़नगुडी एसटीपीपी II और III	तमिलनाडु	केंद्रीय	2X660=1320
कुल				10080 मेगावाट

ग. 2022-32 के दौरान संभावित लाभ के लिए उम्मीदवार जलविद्युत संयंत्र की सूची

(सभी आंकड़े मेगावाट में)

क्र.सं.	परियोजना का नाम	राज्य	क्षेत्र	संगठन	कुल क्षमता (मेगावाट)
1	वाह उमियम स्टेज-III (मावफु स्टेज-II)	मेघालय	केंद्रीय	नीपको	85
2	सुन्नी बांध	हिमाचल प्रदेश	केंद्रीय	एसजेवीएनएल	382
3	उरी-I (स्टेज-II)	जम्मू और कश्मीर	केंद्रीय	एनएचपीसी	240
4	नाफ्रा	अरुणाचल प्रदेश	केंद्रीय	नीपको	120
5	तीस्ता एसटी-IV	सिक्किम	केंद्रीय	एनएचपीसी	520
6	डुगर	हिमाचल प्रदेश	केंद्रीय	एनएचपीसी	500
7	दिबांग	अरुणाचल प्रदेश	केंद्रीय	एनएचपीसी	2880
8	दुलहस्ती चरण- II	जम्मू और कश्मीर	केंद्रीय	सीवीपीपीपीएल	260
9	न्यू गांदरवाल	जम्मू और कश्मीर	राज्य	जेकेपीडीसी	93
10	चंजू-III	हिमाचल प्रदेश	राज्य	एचपीपीसीएल	48
11	देवथल चांजू	हिमाचल प्रदेश	राज्य	एचपीपीसीएल	30
12	किरथाई-II	जम्मू और कश्मीर	राज्य	जेकेपीडीसी	930
13	थाना प्लाउन	हिमाचल प्रदेश	राज्य	एचपीपीसीएल	191
14	माइंटडू लश्का स्टेज-II	मेघालय	राज्य	एमईपीजीसीएल	210
15	सिरकरी भ्योल रुपियाबागर	उत्तराखंड	राज्य	यूजेवीएनएल	120
16	दिखु एचईपी	नगालैंड	निजी	मेसर्स मनु एनर्जी प्रा. लिमिटेड	186
17	तलोंगा लोंडा	अरुणाचल प्रदेश	निजी	जीएलएचपीएल	225
18	टैटो-I	अरुणाचल प्रदेश	निजी	एसएचपीपीएल	186
19	डेमवे लोअर	अरुणाचल प्रदेश	निजी	एथेना डेमवे पावर प्राइवेट लिमिटेड।	1750
कुल					8956

घ. 2022-32 के दौरान संभावित लाभ के लिए उम्मीदवार पीएसपी सहित की सूची

क्र.सं.	परियोजना का नाम	राज्य	क्षेत्र	संगठन	कुल क्षमता (मेगावाट)
1	तुर्गा	पश्चिम बंगाल	राज्य	डब्ल्यूबीएसईडीसीएल	1000
2	शरावती पीएसपी	कर्नाटक	राज्य	कर्नाटक पावर कॉर्पोरेशन लिमिटेड	2000
3	सोमासिला	आंध्र प्रदेश	राज्य	एनआरईडीकैप	900
4	ओक	आंध्र प्रदेश	राज्य	एनआरईडीकैप	800
5	येरावरम	आंध्र प्रदेश	राज्य	एनआरईडीकैप	1200
6	पेडीपलेम पूर्व	आंध्र प्रदेश	राज्य	एनआरईडीकैप	1200
7	पेडीपलेम उत्तर	आंध्र प्रदेश	राज्य	एनआरईडीकैप	1000
8	सिंगनमाला	आंध्र प्रदेश	राज्य	एनआरईडीकैप	800
9	अपर सिलेरू	आंध्र प्रदेश	राज्य	एपीजेनको	1350
10	वारसागांव	महाराष्ट्र	राज्य	डब्ल्यूआरडी, महाराष्ट्र	1200
11	अपर इंद्रावती	ओडिशा	राज्य	ओएचपीसी	600
12	गांदीकोटा	आंध्र प्रदेश	निजी	अदानी ग्रीन एनर्जी लिमिटेड	1000
13	चित्रावती	आंध्र प्रदेश	निजी	अदानी ग्रीन एनर्जी लिमिटेड	500
14	भावली	महाराष्ट्र	निजी	जेएसडब्ल्यू	1500
15	एमपी 30 गांधी सागर	मध्य प्रदेश	निजी	ग्रीनको	1440
16	सौंदत्ती पीएसपी	कर्नाटक	निजी	ग्रीनको	1260
17	कुरुकुट्टी	आंध्र प्रदेश	निजी	अदानी ग्रीन एनर्जी लि.	1200
18	कर्गिलसा	आंध्र प्रदेश	निजी	अदानी ग्रीन एनर्जी लि.	1000
19	सुखपुरा ऑफ-स्ट्रीम	राजस्थान	निजी	ग्रीनको	2560
20	शाहपुर	राजस्थान	निजी	ग्रीनको	1800
कुल					24310

अनुलग्नक 5.5

वर्ष 2022-32 के दौरान संभावित लाभों के लिए निर्माणाधीन नाभिकीय संयंत्रों की सूची

(सभी आंकड़े मेगावाट में)

क्र.सं.	जनरेटर का नाम	डेवलपर	राज्य	स्थापित क्षमता (मेगावाट)
1	काकरापारा ए.पी.एस. यूनिट 3,4	एनपीसीआईएल	गुजरात	2*700=1400
2	कुडनकुलम इकाई 3,4,5,6	एनपीसीआईएल	तमिलनाडु	4*1000=4000
3	पीएफवीआर नई इकाई 1	भाविनी	तमिलनाडु	500
4	राजस्थान इकाई 7-8	एनपीसीआईएल	राजस्थान	2*700=1400
5	गोरखपुर यूनिट 1,2	एनपीसीआईएल	हरयाणा	2*700=1400
कुल				8700

वर्ष 2022-32 के दौरान संभावित लाभों के लिए प्रशासनिक स्वीकृति और वित्तीय स्वीकृति प्राप्त नाभिकीय संयंत्रों की सूची

(सभी आंकड़े मेगावाट में)

क्र.सं.	जनरेटर का नाम	डेवलपर	राज्य	स्थापित क्षमता (मेगावाट)
1	गोरखपुर इकाई 3,4	एनपीसीआईएल	हरयाणा	2*700=1400
2	कैगा ए.पी.एस. इकाई 5,6	एनपीसीआईएल	कर्नाटक	2*700=1400
3	चुटका इकाई 1,2	एनपीसीआईएल	मध्य प्रदेश	2*700=1400
4	माही बांसवाड़ा राजस्थान नाभिकीय विद्युत परियोजना इकाई 1,2,3,4	एनपीसीआईएल	राजस्थान	4*700=2800
कुल				7000

अनुलग्नक-5.6

संभावित लाभ के लिए पड़ोसी देशों से जलविद्युत आधारित आयातों की सूची

(सभी आंकड़े मेगावाट में)

क्र.सं.	संयंत्र का नाम	क्षमता (मेगावाट में)
1	पुनात्संगचू 1	1200
2	पुनात्संगचू 2	1020
3	खोलोंगचू	600
4	अरुण-III	900
कुल		3720

अध्याय 6

भारत में अक्षय ऊर्जा स्रोत

6.0 प्रस्तावना

सामाजिक और आर्थिक विकास के माध्यम से मानव कल्याण को बढ़ावा देने के लिए, विद्युत की आपूर्ति सुनिश्चित होनी चाहिए और स्थायी वृद्धि प्राप्त करने के साथ-साथ पर्यावरण पर इसका कम प्रभाव होना चाहिए। अक्षय ऊर्जा का निश्चित उद्देश्यों को प्राप्त करने में अहम भूमिका है, और जलवायु परिवर्तन को कम करने में विशेष योगदान है।

अक्षय ऊर्जा स्रोत स्वच्छ, अटूट हैं और तकनीकी नवाचार के कारण जीवाश्म ईंधन आधारित स्रोतों के साथ प्रतिस्पर्धात्मक हो रहे हैं। जलवायु परिवर्तन का मुकाबला करने और इसके विनाशकारी प्रभावों को सीमित करने के लिए अक्षय ऊर्जा स्रोत महत्वपूर्ण हैं। 1850-1900 (आईपीसीसी रिपोर्ट) से वैश्विक औसत तापमान में औसतन 1.09 डिग्री सेल्सियस की वृद्धि हुई है जो स्पष्ट रूप से इंगित करता है कि कुछ वैश्विक तापमान को अनुमेय सीमा के अंतर्गत रखने के लिए जल्द से जल्द आवश्यक कदम उठाने होंगे। इसे ध्यान में रखते हुए दिसंबर 2015 में आयोजित यूएनएफसीसीसी शिखर सम्मेलन में हस्ताक्षरित पेरिस समझौते के माध्यम से अक्षय ऊर्जा को अंतर्राष्ट्रीय समुदाय से महत्वपूर्ण समर्थन प्राप्त हुआ।

पेरिस समझौते का मुख्य उद्देश्य इस सदी में वैश्विक तापमान वृद्धि को पूर्व औद्योगिक स्तरों से 2 डिग्री सेल्सियस से नीचे रखकर जलवायु परिवर्तन के खतरे की वैश्विक प्रतिक्रिया को मजबूत करना है और तापमान वृद्धि को 1.5 डिग्री सेल्सियस तक सीमित करने के प्रयासों को आगे बढ़ाना है। पेरिस समझौते के लिए सभी पक्षों को "राष्ट्रीय स्तर पर निर्धारित योगदान" (एनडीसी) के माध्यम से अपने सर्वोत्तम प्रयासों को आगे बढ़ाने और आने वाले वर्षों में इन प्रयासों को मजबूत करने की आवश्यकता है।

भारत के राष्ट्रीय स्तर पर निर्धारित योगदान (एनडीसी) में 2030 तक गैर-जीवाश्म आधारित ऊर्जा संसाधनों से लगभग 50 प्रतिशत संचयी विद्युत ऊर्जा स्थापित क्षमता प्राप्त करने का लक्ष्य शामिल है।

इस अध्याय में भारत में अक्षय ऊर्जा की स्थिति, प्रमुख अक्षय ऊर्जा स्रोत और इसकी क्षमता, नई उभरती हुई प्रौद्योगिकियां, ग्रिड के साथ अक्षय ऊर्जा स्रोतों के एकीकरण से जुड़ी चुनौतियों और हम इन चुनौतियों से कैसे निपट सकते हैं, इसका विस्तृत विवरण दिया गया है।

6.1 देश में अक्षय ऊर्जा की वर्तमान स्थिति

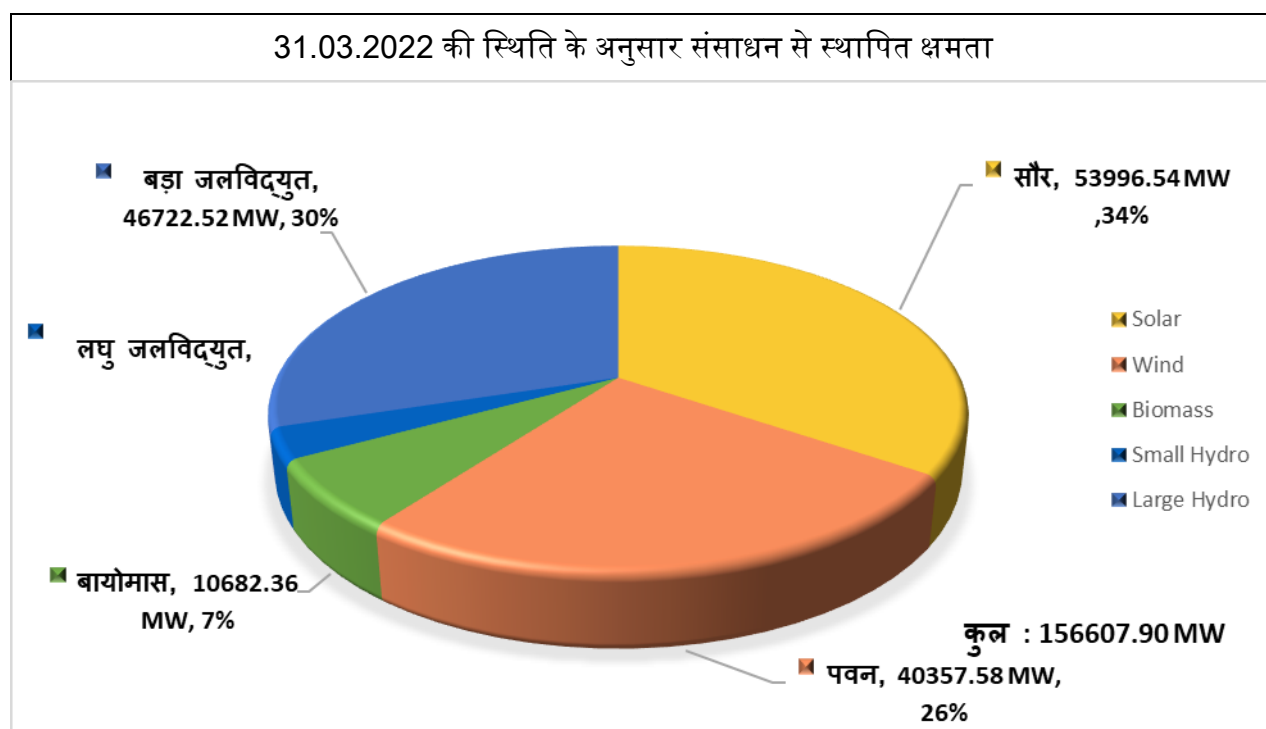
भारत सौर, पवन, बड़े पनबिजली, छोटे पनबिजली, बायोमास और अन्य अक्षय ऊर्जा स्रोतों से युक्त बड़ी अक्षय ऊर्जा क्षमता से संपन्न है। 08.03.2019 को अधिसूचित जल नीति, 2019 के अनुसार बड़ी जल विद्युत परियोजनाओं (एलएचपी, यानी > 25 मेगावाट) को अक्षय ऊर्जा स्रोत के रूप में घोषित किया गया है। भारत ने 31.03.2022 को 156607.90 मेगावाट की संचयी स्थापित अक्षय ऊर्जा क्षमता (बड़े जलविद्युत सहित) हासिल की है जैसा कि तालिका 6.1 में दिखाया गया है और प्रत्येक आरई स्रोत का हिस्सा प्रदर्शनी 6.1 में प्रदर्शित किया गया है। दिनांक 31.03.2022 की स्थिति के अनुसार अक्षय ऊर्जा स्रोतों की राज्यवार संस्थापित क्षमता अनुबंध-6.1 में संलग्न है।

तालिका 6.1
ग्रिड से जुड़े अक्षय ऊर्जा संयंत्रों की स्थापित क्षमता
(31.03.2022 को)

अक्षय ऊर्जा स्रोत	स्थापित क्षमता (मेगावाट)
बड़ा जलविद्युत (पीएसपी सहित)	46722.52
सौर	53996.54
पवन	40357.58
जैव-शक्ति और अपशिष्ट शक्ति	10682.36
लघु जलविद्युत	4848.90
कुल	156607.90

प्रदर्शनी 6.1

(सभी आंकड़े मेगावाट में)



31.12.2022 को आरई स्रोतों की स्थापित क्षमता 167750.32 मेगावाट है, जिसमें 63302.49 मेगावाट सौर और 41929.78 मेगावाट पवन ऊर्जा है।

कुल स्थापित क्षमता में अक्षय ऊर्जा स्रोतों की स्थापित क्षमता का हिस्सा और कुल बिजली में आरई स्रोतों से बिजली उत्पादन का हिस्सा लगातार बढ़ रहा है जो तालिका 6.2 में दिखाया गया है।

तालिका 6.2
भारत का आरई क्षेत्र एक नजर में

वर्ष	स्थापित आरई क्षमता (मेगावाट में)	कुल स्थापित क्षमता में आरई का % हिस्सा	अक्षय स्रोतों से उत्पादन (बीयू में)	सभी स्रोतों से कुल उत्पादन (बीयू में)	उत्पादन में आरई का % हिस्सा
2017-18	114315.8	33.23	227.95	1308.14	17.43
2018-19	123040.9	34.55	261.65	1376.1	19.01
2019-20	132726.9	35.86	294.09	1389.1	21.17
2020-21	140643	36.80	297.55	1381.86	21.53
2021-22	156607.90	39.20	322.54	1491.9	21.54

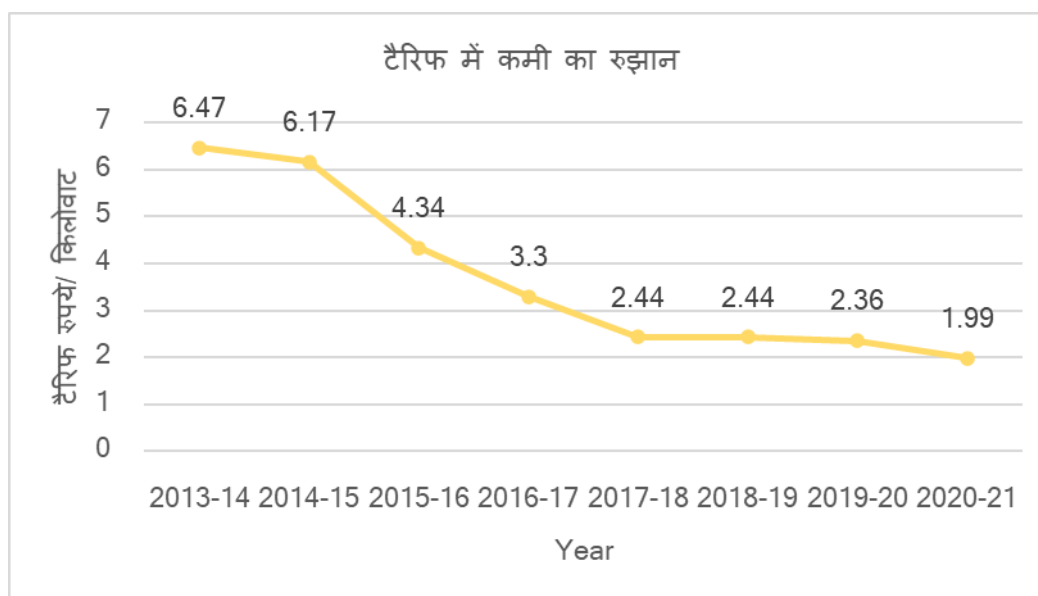
6.2 अक्षय ऊर्जा प्रौद्योगिकियों का अवलोकन

6.2.1 सौर ऊर्जा

भारत विशाल सौर ऊर्जा क्षमता से संपन्न है। भारत के भूमि क्षेत्र में प्रति वर्ष लगभग 5,000 ट्रिलियन किलोवाट घंटा ऊर्जा घटित होती है, जिसमें अधिकांश भाग 4-7 किलोवाट घंटा प्रति वर्ग मीटर प्रति दिन प्राप्त करते हैं। सौर ऊर्जा एक वितरित आधार पर बिजली उत्पन्न करने की क्षमता भी प्रदान करता है और कम समय के साथ तेजी से क्षमता वृद्धि को सक्षम बनाता है। ऊर्जा सुरक्षा के दृष्टिकोण से, सौर ऊर्जा सभी स्रोतों में सबसे सुरक्षित है, क्योंकि यह प्रचुर मात्रा में उपलब्ध है।

पिछले कुछ वर्षों के दौरान भारतीय ऊर्जा परिदृश्य में सौर ऊर्जा का प्रत्यक्ष प्रभाव देखा गया है। सौर ऊर्जा आधारित विकेन्द्रीकृत और वितरित अनुप्रयोगों ने पर्यावरण के अनुकूल तरीके से खाना पकाने, प्रकाश व्यवस्था और अन्य ऊर्जा जरूरतों को पूरा करके भारतीय गांवों में लाखों लोगों को लाभान्वित किया है। भारत में सौर ऊर्जा सेक्टर पिछले कुछ वर्षों में ग्रिड से जुड़ी बिजली उत्पादन क्षमता में एक महत्वपूर्ण खिलाड़ी के रूप में उभरा है। यह सतत विकास के सरकारी एजेंडे का समर्थन करता है, जबकि, देश की ऊर्जा जरूरतों को पूरा करने के लिए समाधान के एक अभिन्न अंग और ऊर्जा सुरक्षा के लिए एक आवश्यक खिलाड़ी के रूप में उभर रहा है। तकनीकी सुधारों के साथ, पैमाने की अर्थव्यवस्था और सौर सेल / मॉड्यूल की कीमतों में कमी भारत में सौर टैरिफ अब प्रतिस्पर्धी बना दिया है और ग्रिड समता में भी इसने उपलब्धि हासिल कर ली है।

भारत ने सौर शुल्कों में भारी गिरावट देखी है, 2013-14 में रुपये 6.47/ किलोवाट घंटा से दिसंबर, 2020 में 1.99/ किलोवाट घंटा हो गयी है जैसा कि प्रदर्शनी 6.2 में दिखाया गया है

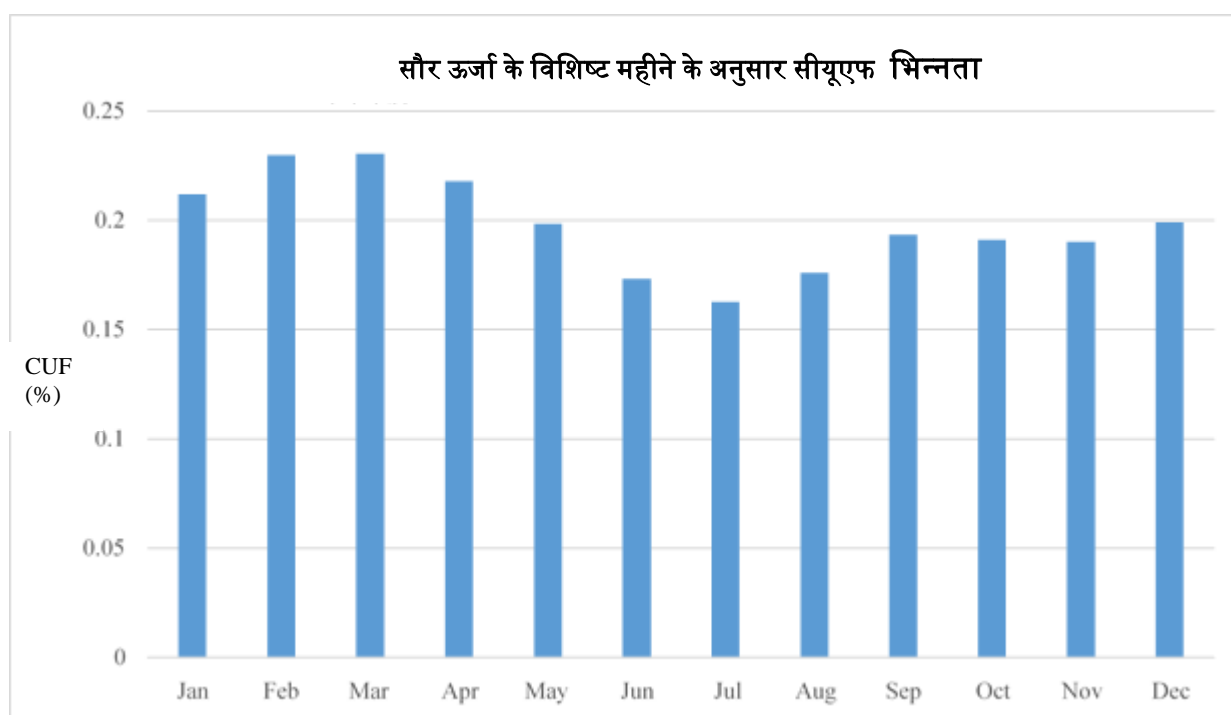
प्रदर्शनी 6.2

(स्रोत: नवीन और नवीकरणीय ऊर्जा मंत्रालय, भारत)

6.2.1.1 भारत में सौर ऊर्जा क्षमता:

राष्ट्रीय सौर ऊर्जा संस्थान (एनआईएसई) ने सौर पीवी मॉड्यूल द्वारा कवर किए जाने वाले बंजर भूमि क्षेत्र का 3% मानते हुए देश की लगभग 748 गीगावाट की सौर क्षमता का आकलन किया है। राज्य-वार अनुमानित सौर ऊर्जा क्षमता अनुबंध-6.2 में दर्शाई गई है

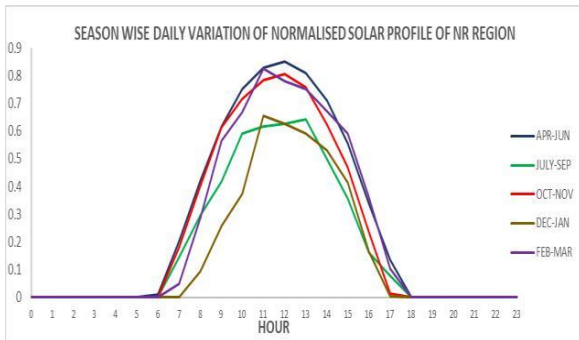
प्रदर्शनी 6.3 में सौर ऊर्जा का एक विशिष्ट सामान्यीकृत मासिक उत्पादन प्रोफाइल दिखाया गया है।

प्रदर्शनी 6.3

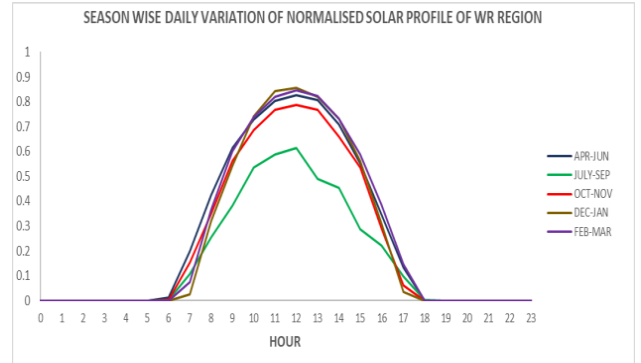
जैसा कि प्रदर्शनी 6.3 में दिखाया गया है, औसत सौर उत्पादन फरवरी-मार्च के महीने में अधिकतम है।

अलग-अलग क्षेत्रों के लिए सामान्यीकृत सौर प्रोफाइल का मौसम-वार दैनिक बदलाव प्रदर्शनी 6.4 (क) से (इ) में दिखाया गया है

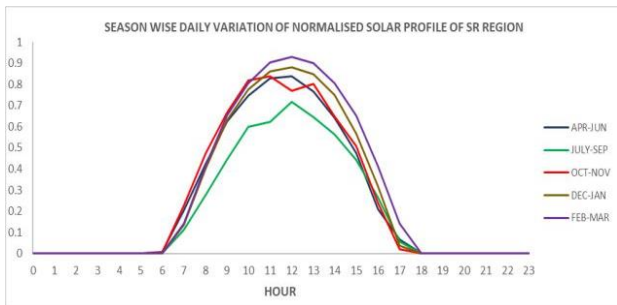
प्रदर्शनी 6.4 (ए)



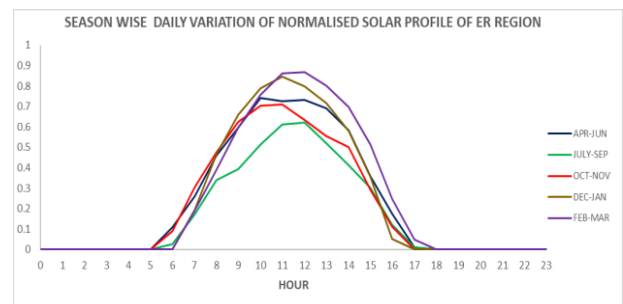
प्रदर्शनी 6.4 (बी)



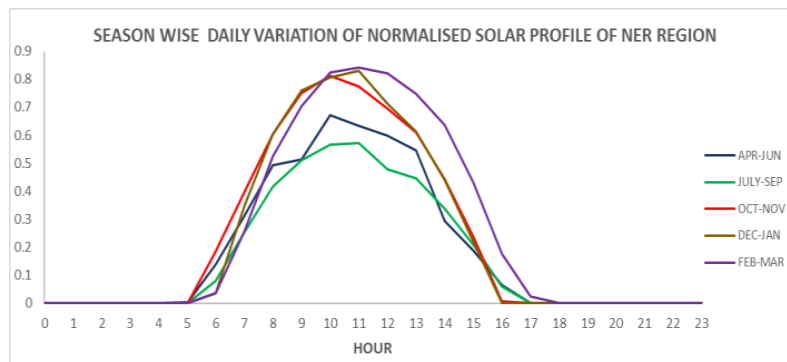
प्रदर्शनी 6.4 (सी)



प्रदर्शनी 6.4 (डी)



प्रदर्शनी 6.4 (ई)



6.2.1.2 ग्रिड कनेक्टेड सोलर की स्थिति:

31.03.2022 तक, भारत ने सौर ऊर्जा परिनियोजन में विश्व में 5वां स्थान प्राप्त किया है। मार्च 2014 में 2.6 गीगावॉट से मार्च 2022 में 54 गीगावॉट तक पिछले पांच वर्षों में सौर ऊर्जा, स्थापित क्षमता में काफी वृद्धि हुई है।

ग्रिड से जुड़ी सौर ऊर्जा परियोजना की वर्षवार उपलब्धि तालिका 6.3 में दर्शाई गई है:

तालिका 6.3
देश में वर्षवार ग्रिड से जुड़ी सौर ऊर्जा

क्र.सं.	वर्ष	वित्तीय वर्ष के दौरान अतिरिक्त क्षमता (मेगावाट)	संचयी क्षमता (मेगावाट)
1	2017-18	9362.63	21651.48
2	2018-19	6529.20	28180.68
3	2019-20	6447.14	34627.82
4	2020-21	5457.55	40085.37
5	2021-22	13911.17	53996.54

6.2.2 पवन ऊर्जा:

भारत का पवन ऊर्जा सेक्टर स्वदेशी पवन ऊर्जा उद्योग के नेतृत्व में है और इसने लगातार प्रगति दिखाई है। पवन उद्योग के विस्तार के परिणामस्वरूप एक मजबूत पारिस्थितिकी तंत्र, परियोजना संचालन क्षमता और लगभग 10,000 मेगावाट प्रति वर्ष (एमएनआरई के अनुसार) का विनिर्माण आधार हुआ है। 31.03.2022 तक 40.357 गीगावाट की कुल स्थापित क्षमता के साथ देश में वर्तमान में दुनिया में चौथी सबसे अधिक पवन स्थापित क्षमता है।

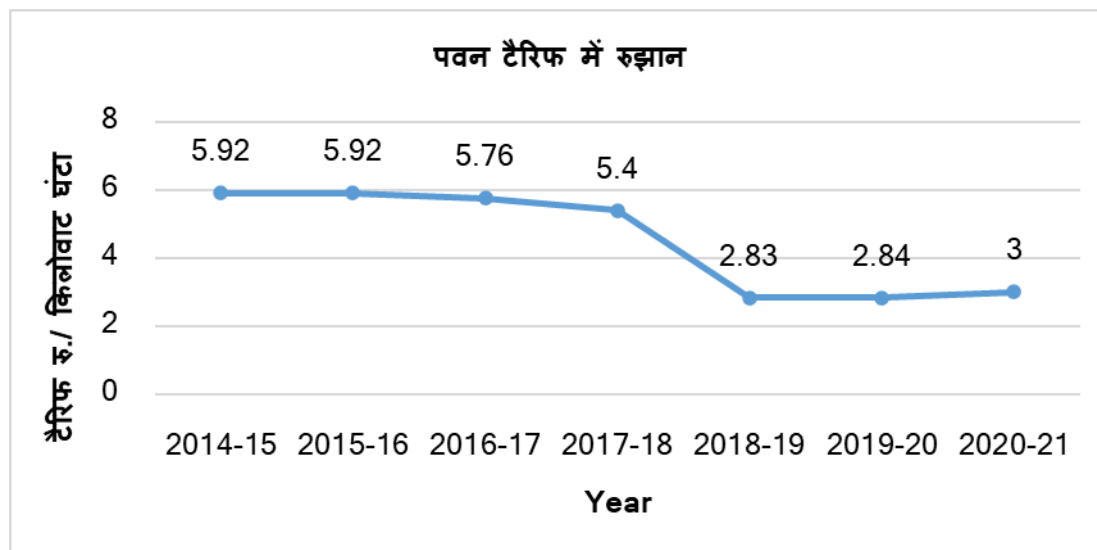
सरकार त्वरित मूल्यहास लाभ; पवन विद्युत जनरेटर के कुछ घटकों पर रियायती सीमा शुल्क छूट जैसे विभिन्न राजकोषीय और वित्तीय प्रोत्साहन प्रदान करके निजी क्षेत्र के निवेश के माध्यम से पूरे देश में पवन ऊर्जा परियोजनाओं को बढ़ावा दे रही है। इसके अलावा, उत्पादन आधारित प्रोत्साहन (जीवीआई) योजना 31 मार्च 2017 से पहले शुरू की गई पवन परियोजनाओं के लिए उपलब्ध थी।

ऊपर बताए गए वित्तीय और अन्य प्रोत्साहनों के अलावा, देश में पवन क्षमता की स्थापना को बढ़ावा देने के लिए निम्नलिखित कदम भी उठाए गए हैं:

- i. राष्ट्रीय पवन ऊर्जा संस्थान, चेन्नई के माध्यम से पवन संसाधन मूल्यांकन और संभावित स्थलों की पहचान सहित तकनीकी सहायता
- ii. ग्रिड से जुड़ी पवन ऊर्जा परियोजनाओं से बिजली की खरीद के लिए टैरिफ आधारित प्रतिस्पर्धी बोली प्रक्रिया के लिए दिशानिर्देश जारी किए गए हैं, जिसका उद्देश्य प्रक्रिया के मानकीकरण और विभिन्न हितधारकों की भूमिकाओं और जिम्मेदारियों को परिभाषित करने सहित बोली की एक पारदर्शी प्रक्रिया के माध्यम से पवन ऊर्जा की खरीद के लिए एक ढांचा प्रदान करना है। इन दिशानिर्देशों का उद्देश्य वितरण लाइसेंसधारियों को लागत प्रभावी तरीके से प्रतिस्पर्धी दरों पर पवन ऊर्जा प्राप्त करने में सक्षम बनाना है।

भारत ने पवन शुल्कों में भारी गिरावट देखी है, 2014-15 में रुपये 5.92/ किलोवाट घंटा से दिसंबर, 2020 में रु. 3/ किलोवाट घंटा हो गया है जैसा कि प्रदर्शनी 6.5 में दिखाया गया है

प्रदर्शनी 6.5



(स्रोत: नवीन और नवीकरणीय ऊर्जा मंत्रालय, भारत)

भारत में पवन ऊर्जा क्षमता:

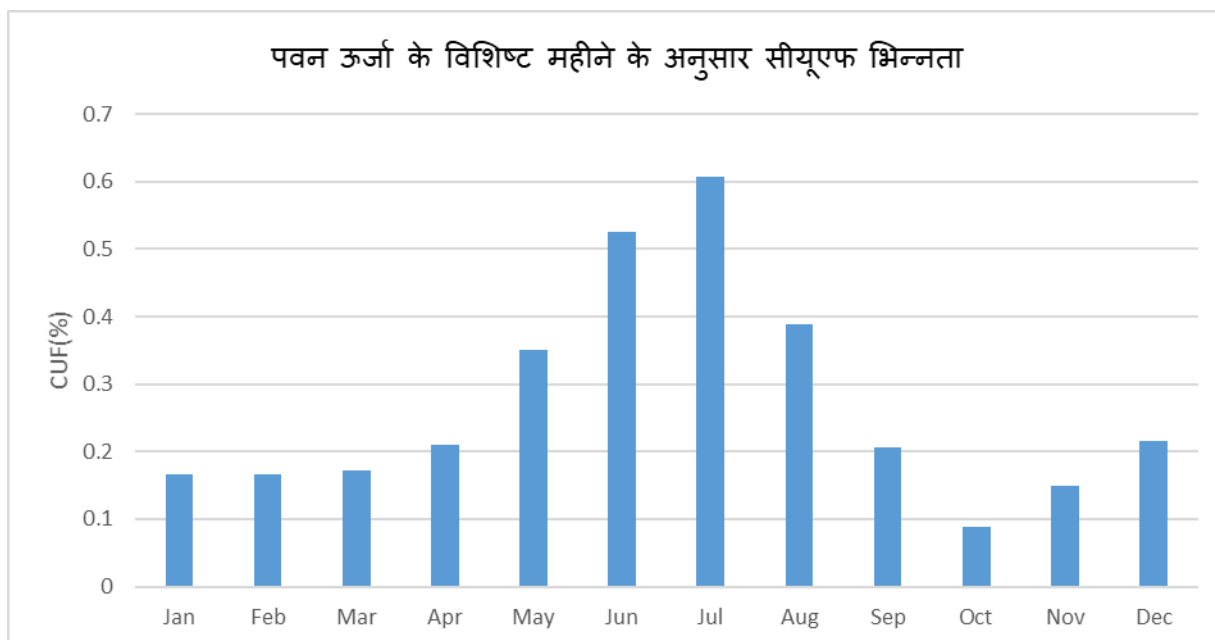
पवन ऊर्जा एक आंतरायिक और साइट-विशिष्ट संसाधन है और इसलिए संभावित स्थलों के चयन के लिए एक व्यापक पवन संसाधन मूल्यांकन आवश्यक है। सरकार ने राष्ट्रीय पवन ऊर्जा संस्थान (एनआईडब्ल्यूई) के माध्यम से पूरे देश में 800 से अधिक पवन-निगरानी स्टेशन स्थापित किए हैं और जमीनी स्तर से 50 मीटर, 80 मीटर, 100 मीटर और 120 मीटर ऊपर पवन संभावित मानचित्र जारी किए हैं। हालिया आकलन देश में 302 गीगावाट की सकल पवन ऊर्जा क्षमता को 100 मीटर और 695.50 गीगावाट जमीनी स्तर से 120 मीटर ऊपर इंगित करता है। जैसा कि अनुबंध-6.2 में दिखाया गया है, इस क्षमता का अधिकांश भाग सात पवन ऊर्जा राज्यों में मौजूद है।

पवन ऊर्जा की उत्पादन प्रोफाइल:

पवन ऊर्जा दैनिक और सामयिक मौसम पैटर्न के अधीन है। आने वाले तूफान के दौरान घंटों के बीच में पवन उत्पादन में परिवर्तन धीरे-धीरे होता है। यह सौर ऊर्जा उत्पादन से अलग है जहां परिवर्तन तेजी से होते हैं और क्लाउड कवर के कारण सेकंड से सेकंड में भिन्नता हो सकती है।

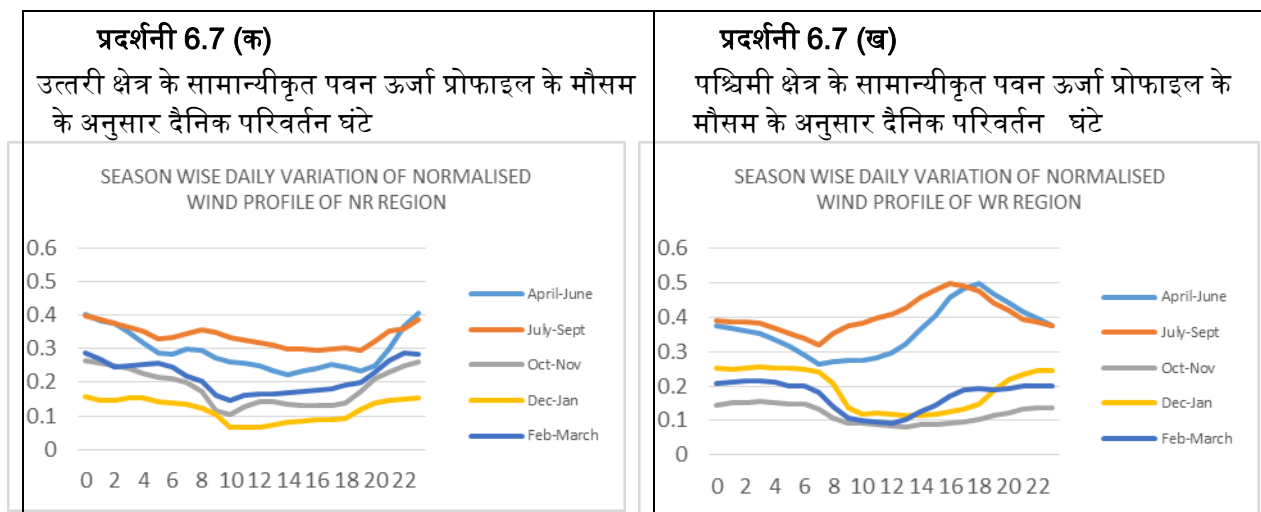
हवा का एक विशिष्ट सामान्यीकृत मासिक उत्पादन प्रोफाइल प्रदर्शनी 6.6 में दिखाया गया है।

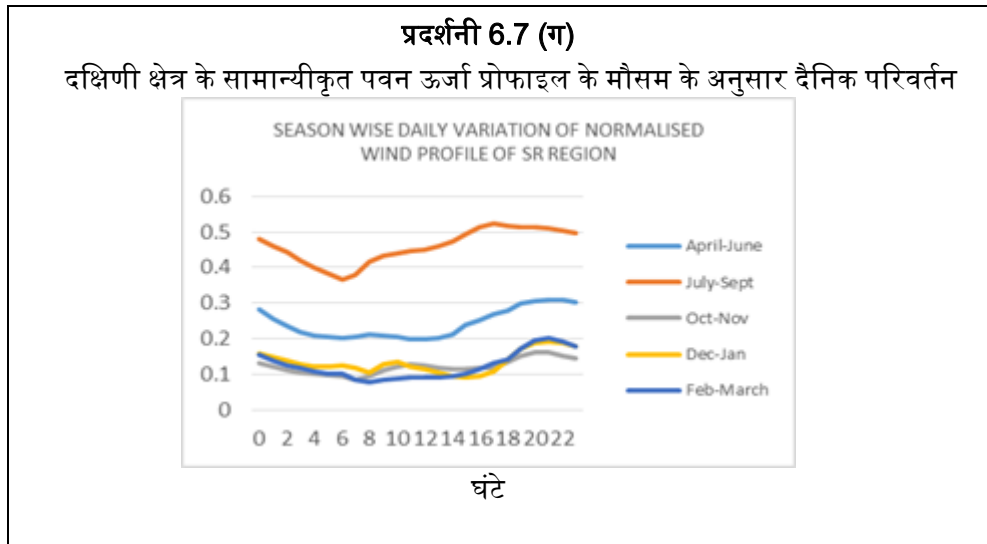
प्रदर्शनी 6.6



जैसा कि प्रदर्शनी 6.6 से देखा जा सकता है कि पवन ऊर्जा का उत्पादन आमतौर पर मई से अगस्त की अवधि में अधिक होता है जो भारत में मानसून की अवधि के साथ मेल खाता है।

विभिन्न क्षेत्रों के लिए सामान्य पवन ऊर्जा प्रोफाइल के मौसम के अनुसार दैनिक बदलाव प्रदर्शनी 6.7 (क) से (ङ) में दिखाया गया है।





6.2.3 बड़ा हाइड्रो:

तकनीकी, आर्थिक और पर्यावरणीय लाभों के संदर्भ में जलविद्युत ऊर्जा के निहित लाभ भविष्य के ऊर्जा मिश्रण में एक महत्वपूर्ण योगदान देते हैं। भारत जैसे विकासशील देशों में इसका विशेष योगदान है। भारत को बिजली और पानी की आपूर्ति की निरंतर तीव्र आवश्यकता है और बड़ी जलविद्युत क्षमता का दोहन किया जाना है।

जबकि शेष सभी जलविद्युत क्षमता के विकास से बिजली की कुल भविष्य की मांग को पूरा करने की उम्मीद नहीं की जा सकती है, इस प्रकार इस क्षमता के आधे से भी अधिक कार्यान्वयन से जीवाश्म ईंधन से उत्पादन से बचने के दृष्टिकोण से भारी पर्यावरणीय लाभ हो सकते हैं।

जैसे-जैसे जलवायु परिवर्तन के प्रभाव विश्व स्तर पर स्पष्ट होते जा रहे हैं, सरकारें तेजी से अपने ग्रीनहाउस गैस उत्सर्जन को कम करने के तरीकों की तलाश कर रही हैं। कार्बन उत्पादन विकल्पों को कम करने या स्थापित करने की मांग करने वाले देशों के लिए, जल विद्युत परियोजनाएं कार्बन तटस्थ अर्थव्यवस्था प्राप्त करने के लिए विश्वसनीय विकल्पों में से एक हो सकती हैं। जलविद्युत परियोजनाएं स्वच्छ, नवीकरणीय ऊर्जा हैं और योजनाओं को आम तौर पर बहुउद्देशीय विकास योजनाओं जैसे बांध के निर्माण, सुरक्षित जल आपूर्ति, खाद्य उत्पादन के लिए सिंचाई और बाढ़ नियंत्रण, और सामाजिक लाभ जैसे कि मनोरंजन के अवसरों में वृद्धि, बेहतर नेविगेशन, मत्स्य पालन, कुटीर उद्योग के विकास आदि को एकीकृत किया जाता है।

अन्य बड़े पैमाने पर उत्पादन विकल्पों की तुलना में इसकी सबसे कम परिचालन लागत और सबसे लंबा संयंत्र जीवन है। एक बार आवश्यक सिविल कार्यों में प्रारंभिक निवेश किए जाने के बाद, संयंत्र के जीवन को न्यूनतम लागत पर आवधिक रखरखाव और इलेक्ट्रोमैकेनिकल उपकरणों के प्रतिस्थापन (टरबाइन रनर की जगह, जनरेटर की रिवाइंडिंग, आदि - कुछ मामलों में नई उत्पादन इकाइयाँ में वृद्धि) द्वारा आर्थिक रूप से बढ़ाया जा सकता है। आमतौर पर, 40-50 वर्षों की सेवा के लिए एक हाइड्रो प्लांट का परिचालन जीवन दोगुना हो सकता है।

विद्युत प्रणाली के लाभ

जल विद्युत, ऊर्जा आपूर्ति के रूप में, विद्युत प्रणाली को अद्वितीय लाभ प्रदान करता है। सबसे पहले, जब एक बांध के पीछे जलाशय में बड़ी मात्रा में संग्रहीत किया जाता है, तो यह आवश्यकता पड़ने पर तुरंत उपयोग के लिए उपलब्ध होता है। दूसरे, मांग को तुरंत पूरा करने के लिए ऊर्जा स्रोत को तेजी से समायोजित किया जा सकता है। ये लाभ बड़ी संख्या में लाभों का एक हिस्सा हैं जिनमें शामिल हैं:

- i. **ब्लैक स्टार्ट क्षमता** - शक्ति के किसी बाहरी स्रोत के बिना उत्पादन शुरू करने की क्षमता। यह सेवा सिस्टम ऑपरेटरों को अधिक जटिल उत्पादन के स्रोतों को ऑक्सीलिरी ऊर्जा प्रदान करने की अनुमति देती है जिन्हें

पुनरारंभ करने में लंबा समय लग सकता है। जल विद्युत उत्पादन वाले सिस्टम पूरी तरह से थर्मल उत्पादन पर निर्भर लोगों की तुलना में अधिक तेजी से सेवा बहाल कर सकता है।

- ii. **विनियमन और आवृत्ति प्रतिक्रिया** - विद्युत व्यवस्था में छोटे उतार-चढ़ाव को पूरा करने की क्षमता। जब कोई सिस्टम लोड परिवर्तनों के लिए ठीक से प्रतिक्रिया करने में असमर्थ होता है, तो इसकी आवृत्ति में परिवर्तन होता है, जिसके परिणामस्वरूप न केवल बिजली की हानि होती है, बल्कि सिस्टम से जुड़े विद्युत उपकरणों को संभावित नुकसान होता है। जलविद्युत ऊर्जा की तीव्र प्रतिक्रिया विशेषता इसे लोड-फ्रीक्वेंसी नियंत्रण में विशेष रूप से मूल्यवान बनाती है।
- iii. **स्पिनिंग रिजर्व** - विद्युत प्रणाली के साथ तालमेल बिठाते हुए शून्य भार पर चलने की क्षमता। जब लोड बढ़ता है, तो मांग को पूरा करने के लिए अतिरिक्त बिजली को सिस्टम में तेजी से लोड किया जा सकता है। जलविद्युत अतिरिक्त ईंधन की खपत न करते हुए यह सेवा प्रदान कर सकता है, जिससे न्यूनतम उत्सर्जन सुनिश्चित होता है।
- iv. **नॉन-स्पिनिंग रिजर्व** - एक स्रोत से विद्युत प्रणाली में उत्पादन में प्रवेश करने की क्षमता जो लाइन पर नहीं है। जबकि अन्य ऊर्जा स्रोत नॉन-स्पिनिंग रिजर्व भी प्रदान कर सकते हैं, जलविद्युत की त्वरित शुरुआत क्षमता अद्वितीय है, अन्य स्रोतों की तुलना में कुछ ही मिनट लगते हैं।
- v. **वोल्टेज सहयोग**- ट्रांसमिशन नेटवर्क में स्थिर वोल्टेज प्रोफाइल बनाए रखने के लिए प्रतिक्रियाशील ऊर्जा को नियंत्रित करने की क्षमता, जिससे यह सुनिश्चित होता है कि विद्युत उत्पादन से लोड तक प्रवाहित होती है।

पावर ग्रिड को स्थिरता प्रदान करना और परिवर्तनीय अक्षय ऊर्जा स्रोतों के एकीकरण के लिए समर्थन

पावर सिस्टम ऑपरेशन स्थिरता के लिए सिस्टम को मांग और आपूर्ति के बीच उतार-चढ़ाव को कम करने की आवश्यकता होती है। उदाहरण के लिए, इसमें अल्पकालिक भंडार (उत्पादन, भंडारण, मांग प्रतिक्रिया) संभावित घटनाओं को कवर करने के लिए शामिल है, जो सिस्टम को बिजली की आपूर्ति को कम करते हैं, या मांग और उत्पादन में अल्पकालिक भिन्नता पर प्रतिक्रिया करते हैं। इसलिए जलविद्युत एक संक्रमणशील विद्युत प्रणाली की चुनौतियों के लिए एक आदर्श समाधान प्रदान करता है।

जलविद्युत आरईएस की गैर-प्रेषण योग्य परिवर्तनशीलता से प्रेरित आपूर्ति और मांग के बीच के अंतर को भरकर बिजली व्यवस्था के लचीलेपन में एक मजबूत योगदान देता है। कई जलविद्युत संयंत्रों की भंडारण क्षमता उन्हें छोटी और लंबी अवधि में परिवर्तनीय आरईएस के उपयोग को अनुकूलित करने के लिए एक आदर्श उपकरण बनाती है, इस प्रकार परिवर्तनीय आरईएस को बिजली प्रणाली में एकीकृत करने की सुविधा प्रदान करती है और स्थिर और संतुलित ग्रिड बनाए रखने के लिए एक महत्वपूर्ण उपकरण प्रदान करती है।

जलविद्युत कई अधीनस्थ सेवाएं भी प्रदान करता है जो एक ट्रांसमिशन सिस्टम को इस तरह से प्रबंधित करने के लिए आवश्यक हैं जो सिस्टम की स्थिरता और आपूर्ति की सुरक्षा को सुरक्षित करता है। इसके अलावा, बिजली व्यवस्था की बहाली के दौरान, जैसे कि एक चरम घटना (जैसे, ब्लैकआउट) के मामले में, पारंपरिक थर्मल और परमाणु ऊर्जा संयंत्रों के ऑक्सीलिरी भार को बाहरी ऊर्जा स्रोत की आवश्यकता होती है, जिसे जल विद्युत द्वारा जल्दी से प्रदान किया जा सकता है।

जलाशयों के साथ जल विद्युत संयंत्र प्राकृतिक अंतर्वाह की परिवर्तनशीलता पर निर्भरता को कम करते हैं और मांग में परिवर्तनशीलता के लिए बिजली उत्पादन के समायोजन को सक्षम करते हैं। इन संयंत्रों को जल प्रवाह पूर्वानुमान और खपत पैटर्न से संबंधित आंकड़ों को ध्यान में रखते हुए निर्धारित आधार पर संचालित किया जाता है। वे आमतौर पर तीव्र भार के लिए और चरम मांग को पूरा करने के लिए उपयोग किए जाते हैं। जलाशय प्रकार के जलविद्युत संयंत्रों से पीक-लोड ऊर्जा का उत्पादन अन्य कम लचीले बिजली स्रोतों जैसे कि परमाणु और थर्मल पावर प्लांट से बेस-लोड बिजली उत्पादन के अनुकूलन की अनुमति देता है।

हाइड्रो-इलेक्ट्रिक क्षमता:

भारत में जलविद्युत की काफी संभावनाएं हैं, जो भारतीय बिजली क्षेत्र के कार्बन फुटप्रिंट को कम करने में महत्वपूर्ण भूमिका निभा सकती हैं। देश में जलविद्युत क्षमता के आकलन के लिए, केंद्रीय विद्युत प्राधिकरण ने 1978-87 की अवधि के दौरान विभिन्न नदी घाटियों में एक पुनर्मूल्यांकन अध्ययन किया। इन अध्ययनों के अनुसार, देश में कुल 84,044 मेगावाट (60% लोड फैक्टर पर) के रूप में कुल 845 पहचान की गई जलविद्युत योजनाओं में जलविद्युत ऊर्जा संभावनाओं का आकलन किया गया था, जो पूरी तरह से विकसित होने पर लगभग 1,48,701 मेगावाट की स्थापित क्षमता का परिणाम होगा।

जलविद्युत क्षमता में 25 मेगावाट से ऊपर की 592 जलविद्युत योजनाएँ शामिल हैं, जिनमें से प्रत्येक की स्थापित क्षमता कुल मिलाकर 1,45,320 मेगावाट है। कुल ऊर्जा क्षमता का आकलन प्रति वर्ष 600 बिलियन यूनिट के रूप में किया गया है।

31 मार्च 2022 तक, जल विद्युत योजनाओं (25 मेगावाट क्षमता से अधिक) की कुल स्थापित क्षमता 46,722.52 मेगावाट है, जिसमें 4,745.60 मेगावाट की पंप स्टोरेज स्कीम (पीएसएस) क्षमता शामिल है। देश में जल विद्युत संभावित विकास की स्थिति का सारांश तालिका 6.4 में दर्शाया गया है:

तालिका 6.4

जल विद्युत क्षमता की स्थिति का सारांश (31.03.2022 तक)

	पारंपरिक			पंप भंडारण		
	संख्या	क्षमता मेगावाट	(%)	संख्या	क्षमता मेगावाट	(%)
कुल क्षमता	592	145320		63	96529.6	
संचालन के तहत योजनाएं	203	41976.90	28.75	8	4745.6	4.92
योजनाओं के तहत निर्माण	24	9747.50	6.71	2	1500	1.55
जिन योजनाओं में निर्माण रुका हुआ है	8	1156.00	0.80	1	80	0.08
केविप्रा द्वारा सहमत डीपीआर और निर्माण के लिए	29	22268	15.32	2	2200	2.28
केविप्रा द्वारा जांच के तहत डीपीआर	2	756	0.52	-	-	
केविप्रा द्वारा पुनः प्रस्तुत करने के लिए डीपीआर लौटाए गए	25	7777.1	5.35	-	-	
डीपीआर तैयार करने के लिए एस एंड आई के तहत	14	4295	2.96	17	16770	17.37
एस एंड आई के तहत योजनाएं-रुकी हुई	61	14069	9.68	1	660	0.68
कुल विकसित/विकासाधीन	203/ 163	41976.90 / 60068.6	28.89/ 41.34	8/ 23	4745.6/ 21210	4.92/ 21.97

6.2.4 लघु हाइड्रो:

भारत में, 25 मेगावाट या उससे कम क्षमता के जल विद्युत संयंत्रों को लघु हाइड्रो के रूप में वर्गीकृत किया गया है, जिन्हें आगे सूक्ष्म (100 किलोवाट या उससे कम), मिनी (101 किलोवाट -2 मेगावाट) और छोटे हाइड्रो (2-25 मेगावाट) खंडों में वर्गीकृत किया गया है। 1989 से पहले मुख्य रूप से राज्य विद्युत बोर्डों की सहायता से विद्युत मंत्रालय द्वारा जल विद्युत की देखभाल की जा रही थी। 1989 में, 3 मेगावाट और उससे कम तक की संयंत्र क्षमता को नवीन और नवीकरणीय ऊर्जा मंत्रालय (एमएनआरई) को हस्तांतरित कर दिया गया था और इस तरह 3 मेगावाट और उससे नीचे की जल विद्युत परियोजनाओं की 63 मेगावाट की कुल स्थापित क्षमता एमएनआरई के अधिकार क्षेत्र में आ गई। तब से भारत सरकार द्वारा लघु जलविद्युत को बढ़ावा देने के लिए कई पहल की गई हैं जिसमें यूएनडीपी-जीईएफ सहायता प्राप्त तकनीकी सहायता परियोजना का कार्यान्वयन, जिसका शीर्षक है "भारत के पहाड़ी क्षेत्रों में छोटे जल संसाधनों के विकास का अनुकूलन" और भारत-नवीकरणीय संसाधन विकास परियोजना आईडीए क्रेडिट लाइन के साथ निजी क्षेत्र की भागीदारी के माध्यम से 100

मेगावाट नहर आधारित लघु जल विद्युत परियोजनाओं के लक्ष्य के साथ छोटे जलविद्युत विकास घटक, शामिल है। इसके बाद नवंबर 1999 में एमएनआरई को 25 मेगावाट और उससे कम तक की संयंत्र क्षमता सौंपी गई।

31.03.2022 तक देश में लघु जल विद्युत की स्थापित क्षमता 4848.90 मेगावाट है।

भारत में लघु जलविद्युत क्षमता:

देश में छोटी जल विद्युत परियोजनाओं से बिजली उत्पादन के लिए 7135 साइटों से 21135.37 मेगावाट की अनुमानित क्षमता का आकलन आईआईटी रुड़की के वैकल्पिक जल ऊर्जा केंद्र (एएचईसी) द्वारा जुलाई 2016 के अपने लघु हाइड्रो डेटाबेस में किया गया है। भारत के पहाड़ी राज्यों में मुख्य रूप से अरुणाचल प्रदेश, हिमाचल प्रदेश, जम्मू और कश्मीर और उत्तराखंड हैं और इस क्षमता का लगभग आधा हिस्सा उत्पादन करते हैं। अन्य संभावित राज्य महाराष्ट्र, छत्तीसगढ़, कर्नाटक और केरल हैं। निजी क्षेत्र के निवेश को आकर्षित करने के लिए करीबी बातचीत, परियोजनाओं की निगरानी और नीतिगत माहौल की समीक्षा के माध्यम से इन राज्यों पर ध्यान केंद्रित किया जाता है। चिन्हित एसएचपी साइटों का राज्यवार स्थान दिया गया है - आंध्र प्रदेश, अरुणाचल प्रदेश, असम, बिहार, छत्तीसगढ़, गोवा, गुजरात, हरियाणा, हिमाचल प्रदेश, जम्मू और कश्मीर, झारखंड, कर्नाटक, केरल, मध्य प्रदेश, महाराष्ट्र, मणिपुर, मेघालय, मिजोरम, नागालैंड, उड़ीसा, पंजाब, राजस्थान, सिक्किम, तमिलनाडु, त्रिपुरा, उत्तर प्रदेश, उत्तराखंड, पश्चिम बंगाल।

राज्य-वार अनुमानित लघु जलविद्युत क्षमता **अनुबंध-6.2** में दर्शाई गई है

6.2.5 बायोमास/बगास:

बायोमास हमेशा से देश के लिए एक महत्वपूर्ण ऊर्जा स्रोत रहा है, जो इसके द्वारा प्रदान किए जाने वाले लाभों पर विचार करता है। यह अक्षय, व्यापक रूप से उपलब्ध, कार्बन न्यूट्रल है और इसमें ग्रामीण क्षेत्रों में महत्वपूर्ण रोजगार प्रदान करने की क्षमता है। बायोमास भी दृढ़ ऊर्जा प्रदान करने में सक्षम है। नवीन और नवीकरणीय ऊर्जा मंत्रालय ने भारतीय संदर्भ में बायोमास ऊर्जा की क्षमता और भूमिका को महसूस किया है और इसलिए अधिकतम लाभ की व्युत्पत्ति सुनिश्चित करने के लिए अर्थव्यवस्था के विभिन्न क्षेत्रों में इसके उपयोग के लिए कुशल प्रौद्योगिकियों को बढ़ावा देने के लिए कई कार्यक्रम शुरू किए हैं। बायोमास के कुशल उपयोग के लिए, चीनी मिलों में खोई आधारित सह उत्पादन और बायोमास बिजली उत्पादन को बायोमास बिजली और सह उत्पादन कार्यक्रम के तहत लिया गया है।

ग्रिड बिजली उत्पादन के लिए देश के बायोमास संसाधनों के इष्टतम उपयोग के लिए प्रौद्योगिकियों को बढ़ावा देने के मुख्य उद्देश्य के साथ बायोमास बिजली और सह उत्पादन कार्यक्रम लागू किया गया है। बिजली उत्पादन के लिए उपयोग की जाने वाली बायोमास सामग्री में खोई, चावल की भूसी, पुआल, कपास की डंठल, नारियल के गोले, सोया भूसी, तेल रहित केक, कॉफी अपशिष्ट, जूट अपशिष्ट, मूंगफली के गोले, बुरादा आदि शामिल हैं।

31.03.2022 तक, बायोमास पावर और कोजेनरेशन सेक्टर में कुल 10682.36 मेगावाट की क्षमता स्थापित की गई है जिसमें बिजली के लिए 476.75 मेगावाट अपशिष्ट, 10205.61 मेगावाट बायोमास (खोई और गैर-खोई) सह उत्पादन शामिल है।

कार्यक्षमता:

एमएनआरई द्वारा प्रायोजित एक हालिया अध्ययन के अनुसार, भारत में बायोमास की वर्तमान उपलब्धता लगभग 750 मिलियन मीट्रिक टन प्रति वर्ष अनुमानित है। अध्ययन ने लगभग 28 गीगावाट की क्षमता के अनुरूप कृषि अवशेषों को कवर करते हुए लगभग 230 मिलियन मीट्रिक टन प्रति वर्ष अनुमानित अधिशेष बायोमास उपलब्धता का संकेत दिया है। इसके अलावा, देश की 550 चीनी मिलों में खोई-आधारित सह-उत्पादन के माध्यम से लगभग 14 गीगावाट अतिरिक्त बिजली का उत्पादन किया जा सकता है, यदि ये चीनी मिलें अपने द्वारा उत्पादित खोई से बिजली निकालने के लिए तकनीकी और आर्थिक रूप से इष्टतम स्तर को अपनाती हैं।

तकनीकी:

I. दहन

बायोमास को उपयोगी उत्पादों में बदलने के लिए थर्मो-रासायनिक प्रक्रियाओं में दहन, गैसीकरण या पायरोलिसिस शामिल

है। सबसे अधिक इस्तेमाल किया जाने वाला मार्ग दहन है। इसका लाभ यह है कि उपयोग की जाने वाली तकनीक बॉयलर को छोड़कर कोयले पर आधारित थर्मल प्लांट के समान है। इस्तेमाल किया जाने वाला साइकिल पारंपरिक रैंकिन साइकिल है जिसमें भाप उत्पन्न करने के लिए बायोमास को उच्च दबाव वाले बॉयलर में जलाया जाता है और उत्पन्न भाप के साथ टरबाइन का संचालन किया जाता है। भाप टरबाइन के निकास को या तो पूरी तरह से संघनित किया जा सकता है ताकि बिजली पैदा की जा सके, या आंशिक रूप से या पूरी तरह से किसी अन्य उपयोगी हीटिंग गतिविधि के लिए उपयोग किया जा सकता है। बाद की विधा को सह-उत्पादन कहा जाता है। भारत में, सह-उत्पादन मार्ग मुख्य रूप से उद्योगों में लागू होता है।

II. चीनी और मिलों में सह उत्पादन

चीनी उद्योग परंपरागत रूप से खोई को ईंधन के रूप में उपयोग करके सह-उत्पादन का कार्य करता रहा है। उच्च तापमान और दबाव पर भाप के उत्पादन और उपयोग के लिए प्रौद्योगिकी में प्रगति के साथ, चीनी उद्योग अपनी आवश्यकताओं के लिए बिजली और भाप का उत्पादन कर सकता है। यह खोई की समान मात्रा का उपयोग करके ग्रिड को बिक्री के लिए सार्थक एवं अतिरिक्त बिजली का उत्पादन भी कर सकता है। उदाहरण के लिए, यदि भाप उत्पादन तापमान/दबाव 400°C/33 बार से 485°C/66 बार तक बढ़ा दिया जाता है, तो प्रत्येक टन गन्ने की पेराई के लिए 80 किलोवाट से अधिक अतिरिक्त बिजली का उत्पादन किया जा सकता है। इष्टतम सह-उत्पादन के माध्यम से उत्पन्न अतिरिक्त बिजली की बिक्री से देश की बिजली उत्पादन क्षमता को जोड़ने के अलावा, चीनी मिल को अपनी व्यवहार्यता में सुधार करने में मदद मिलेगी।

6.3 अक्षय ऊर्जा के नए क्षेत्र:

6.3.1 अपशिष्ट से ऊर्जा:

बढ़ते औद्योगीकरण, शहरीकरण और जीवन के पैटर्न में बदलाव, जो आर्थिक विकास की प्रक्रिया के साथ होते हैं, कचरे की बढ़ती मात्रा को जन्म देते हैं जिससे पर्यावरण के लिए खतरा बढ़ जाता है। हाल के वर्षों में, ऐसी प्रौद्योगिकियां विकसित की गई हैं जो न केवल पर्याप्त मात्रा में विकेंद्रीकृत ऊर्जा पैदा करने में मदद करती हैं बल्कि इसके सुरक्षित निपटान के लिए कचरे की मात्रा को कम करने में भी मदद करती हैं।

भारत सरकार नवीकरणीय प्रकृति के कृषि, औद्योगिक और शहरी कचरे जैसे नगरपालिका ठोस अपशिष्ट, सब्जी और अन्य बाजार कचरे, बूचड़खाने का कचरा, कृषि अवशेष और औद्योगिक / एसटीपी अपशिष्ट और कूड़ा-करकट से बायोगैस / बायो सीएनजी / बिजली के रूप में ऊर्जा की पुनः प्राप्ति के लिए परियोजनाओं की स्थापना के लिए उपलब्ध सभी प्रौद्योगिकी विकल्पों को बढ़ावा दे रही है।

भारत में शहरी और औद्योगिक जैविक कचरे से कुल अनुमानित ऊर्जा उत्पादन क्षमता लगभग 5690 मेगावाट है।

कचरे के प्रकार

विभिन्न प्रकार के अपशिष्ट होते हैं जो हमारे दैनिक या औद्योगिक गतिविधियों जैसे जैविक अपशिष्ट, ई-कचरा, खतरनाक अपशिष्ट, निष्क्रिय अपशिष्ट आदि से उत्पन्न होते हैं। जैविक अपशिष्ट अवशेष उन्हें संदर्भित करता है जो समय के साथ सूक्ष्मजीवों द्वारा खराब या टूट जाता है। सभी कार्बनिक अपशिष्ट अनिवार्य रूप से कार्बन आधारित यौगिक हैं; हालांकि वे प्रकृति में विविध हो सकते हैं और उनकी गिरावट दर अलग-अलग हो सकती है। औद्योगिक/शहरी/कृषि क्षेत्र में समग्र अपशिष्ट उत्पादन में जैविक कचरे का महत्वपूर्ण हिस्सा है और इसलिए इसका उपयोग ऊर्जा उत्पादन के लिए किया जा सकता है।

कचरे के जैविक अंश को आगे गैर-बायोडिग्रेडेबल और बायोडिग्रेडेबल जैविक कचरे के रूप में वर्गीकृत किया जा सकता है

I) बायोडिग्रेडेबल कचरे में ऐसे कार्बनिक पदार्थ होते हैं जिनका उपयोग प्राकृतिक रूप से पाए जाने वाले सूक्ष्म जीवों द्वारा उचित समय के भीतर भोजन के लिए किया जा सकता है।

बायोडिग्रेडेबल कार्बनिक में कृषि अवशेष, खाद्य प्रसंस्करण अस्वीकृति, नगरपालिका ठोस अपशिष्ट (खाद्य अपशिष्ट, बगीचे के कचरे से पत्ते, कागज, कपड़ा / लत्ता आदि), पोल्ट्री फार्मों से अपशिष्ट, पशु फार्म वध गृह, डेयरी, चीनी, आसवनी, कागज, तेल निष्कर्षण संयंत्र, स्टार्च प्रसंस्करण और चमड़ा उद्योग शामिल हैं।

ii) गैर-बायोडिग्रेडेबल कार्बनिक पदार्थ बायोलॉजिकल गिरावट के प्रतिरोधी कार्बनिक पदार्थ हैं या इनकी बहुत कम गिरावट दर है।

उपलब्ध प्रौद्योगिकियां:

बिजली और बायोगैस / सिनगैस के रूप में कचरे से ऊर्जा की पुनः प्राप्ति के लिए अपशिष्ट से ऊर्जा (डब्ल्यूटीई)

प्रौद्योगिकियां नीचे दी गई हैं:

I) बायोमेथेनेशन: बायोमेथेनेशन कार्बनिक पदार्थों का अवायवीय पाचन है जो बायोगैस में परिवर्तित हो जाता है। अवायवीय पाचन (एडी) एक जीवाणु किण्वन प्रक्रिया है जो मुक्त ऑक्सीजन के बिना संचालित होती है और इसके परिणामस्वरूप ज्यादातर मीथेन (60%), कार्बन डाइऑक्साइड (40%) और अन्य गैसों वाली बायोगैस होती है। बायोमेथेनेशन के दोहरे लाभ हैं। यह अंतिम उत्पाद के रूप में बायोगैस के साथ-साथ खाद भी देता है।

रसोई, कैंटीन, संस्थानों, होटलों और बूचड़खानों और सब्जियों के बाजारों से निकलने वाले कचरे जैसे अलग-अलग जैविक गीले कचरे के बायोडिग्रेडेशन के लिए इस तकनीक को विकेन्द्रीकृत तरीके से आसानी से नियोजित किया जा सकता है।

बायोमेथेनेशन प्रक्रिया से उत्पन्न बायोगैस को सीधे गैस बॉयलर/बर्नर में जलाया जा सकता है ताकि थर्मल एप्लीकेशन उद्योगों के लिए गर्मी पैदा की जा सके और बिजली पैदा करने के लिए गैस इंजन में खाना बनाया जा सके या जलाया जा सके। वैकल्पिक रूप से, बायो सीएनजी का उत्पादन करने के लिए, कार्बन डाइऑक्साइड और अन्य पदार्थों को हटाने के लिए बायोगैस को साफ किया जा सकता है। इसे राष्ट्रीय गैस ग्रिड में इंजेक्ट किया जा सकता है जिसका उपयोग प्राकृतिक गैस की तरह ही किया जा सकता है, या वाहन ईंधन के रूप में उपयोग किया जा सकता है।

बायोमेथेनेशन प्रक्रिया का उपयोग करके, 20-25 किलोग्राम गोबर से लगभग 1 m³ बायोगैस उत्पन्न हो सकती है और आगे 1 m³ बायोगैस में 2 यूनिट बिजली या 0.4 किलोग्राम बायो सीएनजी उत्पन्न करने की क्षमता है।

II) भस्मीकरण: भस्मीकरण तकनीक अपशिष्ट (नगरपालिका ठोस अपशिष्ट या रिफ्यूज्ड व्युत्पन्न ईंधन) का पूर्ण दहन है जिसमें भाप उत्पन्न करने के लिए गर्मी को लाना होता है जो बदले में भाप टर्बाइनों के माध्यम से बिजली पैदा करती है।

बॉयलरों में उत्पन्न होने वाली ग्रिप गैसों का उपचार एक विस्तृत वायु प्रदूषण नियंत्रण प्रणाली द्वारा किया जाना चाहिए। ठोस अपशिष्ट के भस्मीकरण से प्राप्त राख को आवश्यक प्रसंस्करण के बाद निर्माण सामग्री के रूप में उपयोग किया जा सकता है, जबकि अवशेषों को सुरक्षित रूप से लैंडफिल में निपटाया जा सकता है।

यह तकनीक अच्छी तरह से स्थापित तकनीक है और इसे भारत में वाणिज्यिक स्तर पर कई परियोजनाओं में सफलतापूर्वक लागू किया गया है ताकि ठोस अपशिष्ट जैसे नगरपालिका ठोस अपशिष्ट और औद्योगिक ठोस अपशिष्ट आदि का उपचार किया जा सके और बिजली उत्पन्न की जा सके।

III) गैसीकरण: गैसीकरण एक ऐसी प्रक्रिया है जो सिंथेटिक गैस (कार्बन मोनोऑक्साइड (सीओ) और हाइड्रोजन (H₂) का मिश्रण) का उत्पादन करने के लिए सामग्री को विघटित करने के लिए सीमित मात्रा में ऑक्सीजन की उपस्थिति में उच्च तापमान (500-1800 डिग्री सेल्सियस) का उपयोग करती है। बायोमास, कृषि-अवशेष, पृथक नगरपालिका ठोस अपशिष्ट और रिफ्यूज से प्राप्त छर्कों का उपयोग गैसीफायरों में सिनगैस के उत्पादन के लिए किया जाता है। इस गैस का उपयोग थर्मल या बिजली उत्पादन के उद्देश्य से किया जा सकता है। कचरे के गैसीकरण का उद्देश्य कम बिजली स्तर (<2 मेगावाट) पर अधिक कुशलता से बिजली उत्पन्न करना और उत्सर्जन को कम करना है और इसलिए यह ठोस कचरे के थर्मल उपचार के लिए एक आकर्षक विकल्प है।

IV) पायरोलिसिस: ऑक्सीजन की अनुपस्थिति में ज्वलनशील पदार्थों को तोड़ने के लिए पायरोलिसिस गर्मी का उपयोग करता है, जिससे दहनशील गैसों (मुख्य रूप से मीथेन, जटिल हाइड्रोकार्बन, हाइड्रोजन और कार्बन मोनोऑक्साइड), तरल और ठोस अवशेषों का मिश्रण बनता है। पायरोलिसिस प्रक्रिया के उत्पाद हैं: (i) गैस मिश्रण; (ii) तरल (जैव-तेल/टार); (iii) ठोस अवशेष (कार्बन ब्लैक)। इन प्रक्रियाओं में से किसी एक द्वारा उत्पन्न गैस का उपयोग बॉयलर में गर्मी प्रदान करने के लिए किया जा सकता है, या इसे साफ किया जा सकता है और दहन टरबाइन जनरेटर में उपयोग किया जा सकता है। कचरे के पायरोलिसिस का उद्देश्य उत्सर्जन को कम करना और लाभ को अधिकतम करना है।

6.3.2 अपतटीय पवन

कुल अनुमानित क्षमता में से 95% से अधिक व्यावसायिक रूप से दोहन योग्य पवन संसाधन सात राज्यों (आंध्र प्रदेश, गुजरात, कर्नाटक, मध्य प्रदेश, महाराष्ट्र, राजस्थान और तमिलनाडु) में केंद्रित हैं। तटवर्ती पवन परियोजनाओं के लिए आवश्यक बहुमूल्य भूमि संसाधन धीरे-धीरे एक बड़ी बाधा बनते जा रहे हैं। सबसे अच्छी हवा वाली साइटों की समापन के साथ, हम भविष्य में तटवर्ती पवन ऊर्जा के लिए बाजार द्वारा निर्धारित टैरिफ के ऊपर की ओर बढ़ने की उम्मीद करते हैं।

ऐसे परिदृश्य में अपतटीय पवन ऊर्जा एक प्रशंसनीय विकल्प प्रदान करती है। समुद्र में किसी भी अवरोध की अनुपस्थिति हवा की बेहतर गुणवत्ता और विद्युत ऊर्जा में इसके रूपांतरण की पेशकश करती है। अपतटीय पवन टरबाइन एक तटवर्ती पवन टरबाइन के 2-3 मेगावाट के मुकाबले आकार में, 5 से 10 मेगावाट प्रति टरबाइन की सीमा में बहुत बड़े होते हैं। जबकि अपतटीय टरबाइनों के लिए प्रति मेगावाट लागत अधिक मजबूत संरचनाओं और समुद्री वातावरण में आवश्यक नींव के कारण अधिक है, इन टरबाइनों की उच्च दक्षता के कारण पारिस्थितिकी तंत्र के विकास के बाद वांछनीय टैरिफ प्राप्त किए जा सकते हैं।

भारत में अपतटीय पवन संभाव्यता:

उपग्रह डेटा और अन्य स्रोतों से उपलब्ध डेटा के प्रारंभिक मूल्यांकन के आधार पर, गुजरात और तमिलनाडु में आठ क्षेत्रों को अपतटीय पवन ऊर्जा के दोहन के लिए संभावित अपतटीय क्षेत्रों के रूप में पहचाना गया है। पहचान किए गए क्षेत्रों के भीतर एनआईडब्ल्यूई द्वारा प्रारंभिक मूल्यांकन से पता चलता है कि 36 गीगावाट अपतटीय पवन ऊर्जा क्षमता केवल गुजरात के तट पर मौजूद है। इसके अलावा, लगभग 35 गीगावाट अपतटीय पवन ऊर्जा क्षमता तमिलनाडु तट से दूर मौजूद है। उपग्रह डेटा के माध्यम से किए गए अपतटीय पवन ऊर्जा संभावित अनुमान को डेटा को बैंक योग्य बनाने के लिए वास्तविक जमीनी माप के माध्यम से मान्य करने की आवश्यकता है। भारत सरकार ने गुजरात और तमिलनाडु के तट से दूर चिह्नित क्षेत्रों में लाइट डिटेक्शन एंड रेंजिंग (लिडार) की तैनाती के लिए एक माप अभियान शुरू करने का निर्णय लिया है। पीपावाव बंदरगाह से लगभग 25 किमी दूर गुजरात के तट से दूर पहचाने गए जोन-बी में अपतटीय पवन संसाधन मूल्यांकन के लिए नवंबर 2017 में एक लिडार को कमीशन किया गया था। तैनात लिडार से एकत्र किए गए दो साल के डेटा का विश्लेषण किया गया है और रिपोर्ट नीचे की वेबसाइट पर प्रकाशित की गई है।

पवन डेटा के अलावा, अपतटीय पवन परियोजनाओं की व्यवहार्यता भी काफी हद तक समुद्र संबंधी डेटा, भूभौतिकीय और भू-तकनीकी डेटा के संदर्भ में साइट की स्थिति पर निर्भर करती है। भारत सरकार ने इस संबंध में नीचे के माध्यम से आवश्यक अध्ययन करने और बोली शुरू होने से पहले हितधारकों को बुनियादी डेटा प्रदान करने की योजना बनाई है ताकि जोखिमों को कम किया जा सके। गुजरात में 1.0 गीगावाट परियोजना क्षमता के लिए 365 वर्ग किमी के लिए भू-भौतिक सर्वेक्षण (गुजरात) का कार्य पूरा कर लिया गया है।

6.4 2026-27 और 2031-32 तक अनुमानित अक्षय ऊर्जा स्थापित क्षमता

सरकारी नीतियों के समर्थन से, कई आरई प्रौद्योगिकियों की घटती लागत, ऊर्जा की मांग में वृद्धि और सतत विकास पर अधिक ध्यान देने के साथ, पिछले वर्षों में आरई स्रोतों की क्षमता में निरंतर वृद्धि हुई है और भविष्य में भी अक्षय ऊर्जा देश के इष्टतम ऊर्जा मिश्रण में बहुत महत्वपूर्ण भूमिका निभाएगी। किए गए मॉडलिंग अध्ययनों के अनुसार जो अध्याय 5 में विस्तार से बतायी गयी है, यह अनुमान लगाया गया है कि 2026-27 तक 3,36,553 मेगावाट और 2031-32 तक 5,96,275 मेगावाट की स्थापित क्षमता तक पहुँचने के लिए प्रमुख नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों का योगदान तालिका 6.5 में दिखाया गया है।

तालिका 6.5

प्रमुख अक्षय ऊर्जा स्रोतों का अनुमानित योगदान

(सभी आंकड़े मेगावाट में)

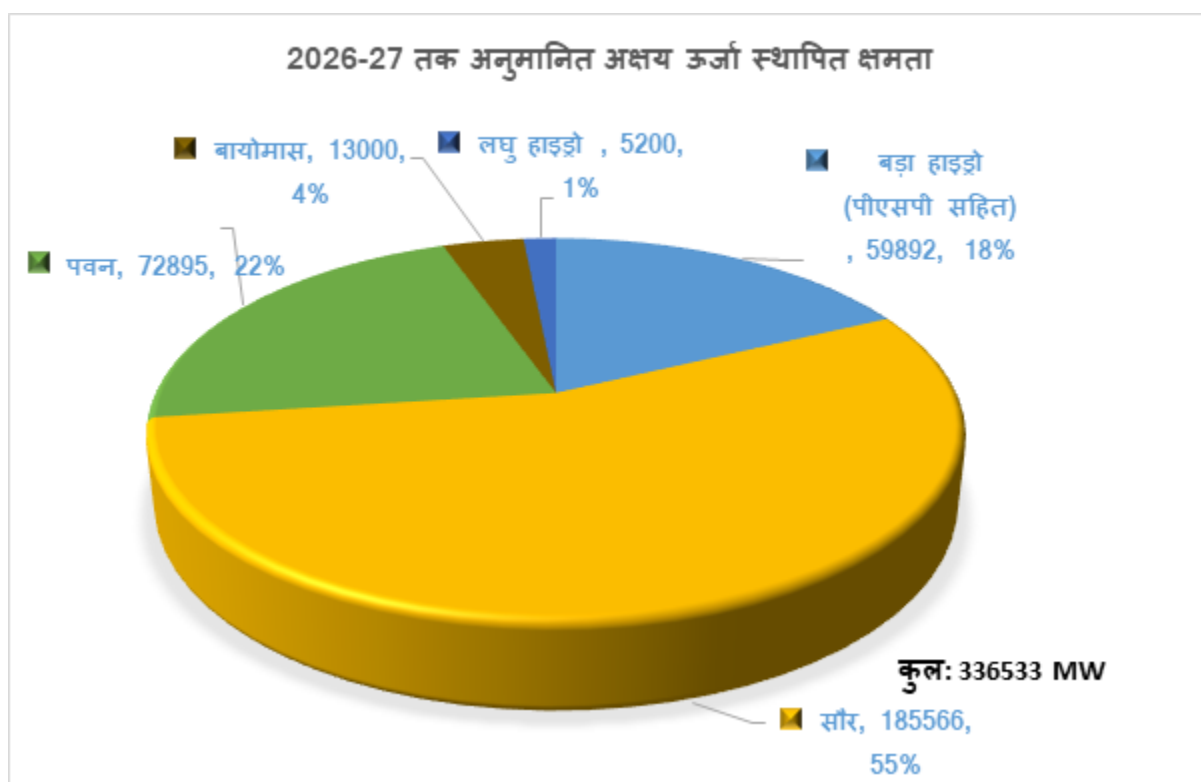
क्र. सं.	अक्षय ऊर्जा स्रोत	2026-27 तक अनुमानित स्थापित क्षमता	2031-32 तक अनुमानित स्थापित क्षमता
1.	बड़ा हाइड्रो (पीएसपी सहित)	59892	88864

2.	सौर	185566	364566
3.	पवन	72895	121895
4.	बायोमास	13000	15500
5.	छोटा हाइड्रो	5200	5450
	कुल	336553	596275

2026-27 तक अखिल भारतीय आधार पर टाइप-वार नवीकरणीय ऊर्जा स्थापित क्षमता को प्रदर्शनी 6.8 में दिखाया गया है।

प्रदर्शनी 6.8

(सभी आंकड़े मेगावाट में)



6.5 अक्षय ऊर्जा उत्पादन का अनुमान

वर्ष 2026-27 तक अक्षय ऊर्जा स्रोतों से क्षमता वृद्धि लक्ष्यों के अनुमानों के आधार पर और 2027-32 की अवधि के दौरान 2,59,722 मेगावाट की आरईएस क्षमता वृद्धि पर विचार करते हुए, विभिन्न नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों से अपेक्षित बिजली उत्पादन का अनुमान लगाया गया है और तालिका 6.6 और प्रदर्शनी 6.9 में दिया गया है। यह देखा जा सकता है कि वर्ष 2026-27 में आरईएस का योगदान देश की कुल ऊर्जा का लगभग 35.04% और 2031-32 तक 43.96% होगा।

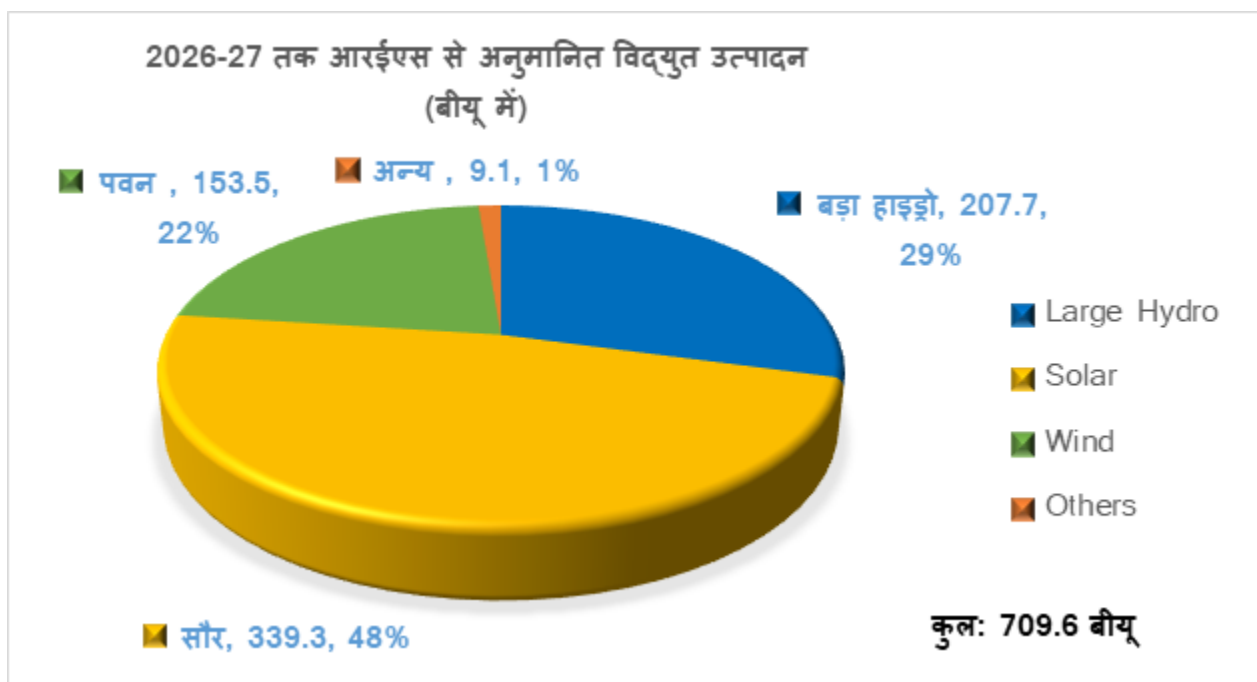
तालिका 6.6

वर्ष 2026-27 और 2031-32 में आरईएस से अनुमानित विद्युत उत्पादन

वर्ष	आरईएस की स्थापित क्षमता (मेगावाट)	(बीयू) में अनुमानित उत्पादन					कुल ऊर्जा मांग में आरईएस का योगदान (%)
		बड़ा हाइड्रो	सौर	पवन	अन्य	कुल	
2026-27	3,36,553	207.7	339.3	153.5	9.1	709.6	35.04
2031-32	5,96,275	246.2	657.7	258.1	10	1172	43.96

प्रदर्शनी 6.9

(सभी आंकड़े मेगावाट में)



6.6 अक्षय ऊर्जा स्रोतों से संबंधित प्रमुख चालू योजनाएं और नीतियां

6.6.1 राष्ट्रीय सौर मिशन

राष्ट्रीय सौर मिशन (एनएसएम) 11 जनवरी, 2010 को शुरू किया गया था। एनएसएम भारत की ऊर्जा सुरक्षा चुनौतियों का समाधान करते हुए पारिस्थितिक सतत विकास को बढ़ावा देने के लिए राज्यों की सक्रिय भागीदारी के साथ भारत सरकार की एक प्रमुख पहल है। यह जलवायु परिवर्तन की चुनौतियों का सामना करने के वैश्विक प्रयास में भारत द्वारा एक प्रमुख योगदान का भी गठन करेगा। मिशन का उद्देश्य जल्द से जल्द देश भर में सौर प्रौद्योगिकी प्रसार के लिए नीतिगत शर्तें बनाकर भारत को सौर ऊर्जा में एक वैश्विक नेता के रूप में स्थापित करना है। यह 2030 तक गैर-जीवाश्म ईंधन आधारित ऊर्जा संसाधनों से लगभग 50 प्रतिशत संचयी विद्युत ऊर्जा स्थापित क्षमता प्राप्त करने और 2005 के स्तर से 2030 तक अपने सकल घरेलू उत्पाद की उत्सर्जन तीव्रता को 45 प्रतिशत तक कम करने के लिए भारत के राष्ट्रीय स्तर पर निर्धारित योगदान (एनडीसी) के लक्ष्य के अनुरूप है।

उपरोक्त लक्ष्य को प्राप्त करने के लिए, भारत सरकार ने देश में सौर ऊर्जा उत्पादन को प्रोत्साहित करने के लिए विभिन्न योजनाएं शुरू की हैं जैसे सोलर पार्क योजना, वीजीएफ योजनाएं, सीपीएसयू योजना, रक्षा योजना, नहर बैंक और नहर शीर्ष योजना, बंडलिंग योजना, ग्रिड कनेक्टेड सौर छत योजना आदि।

6.6.2 अंतर्राष्ट्रीय सौर गठबंधन

अंतर्राष्ट्रीय सौर गठबंधन (आईएसए) एक संधि आधारित अंतर-सरकारी संगठन है जो सौर ऊर्जा के लाभों का दोहन करने और स्वच्छ ऊर्जा अनुप्रयोगों को बढ़ावा देने के लिए एक वैश्विक बाजार प्रणाली बनाने के लिए काम कर रहा है। आईएसए की स्थापना करने वाले पेरिस घोषणापत्र में कहा गया है कि सौर उत्पादन संपत्तियों की तैनाती के लिए वित्त और प्रौद्योगिकी की लागत को कम करने के लिए अभिनव और ठोस प्रयास करने के लिए देश सामूहिक महत्वाकांक्षा साझा करते हैं। आईएसए का लक्ष्य 2030 तक 1000 बिलियन अमरीकी डालर से अधिक जुटाकर सदस्य देशों की जरूरतों के लिए भविष्य के सौर उत्पादन, भंडारण और प्रौद्योगिकियों का मार्ग प्रशस्त करना है। आईएसए के उद्देश्यों की उपलब्धि सदस्य देशों में जलवायु कार्रवाई को भी मजबूत करेगी, जिससे उन्हें अपने राष्ट्रीय स्तर पर निर्धारित योगदान (एनडीसी) में व्यक्त प्रतिबद्धताओं को पूरा करने में मदद मिलेगी।

आईएसए वैश्विक सौर बाजार की स्थापना में चार गुना भूमिका निभाता है: यह एक त्वरक, एक प्रवर्तक, एक इनक्यूबेटर और एक सुविधाकर्ता है।

वन वर्ल्ड, वन सन, वन ग्रिड (ओएसओडब्ल्यूओजी) को सक्षम करने के लिए आईएसए का विजन: यह अवधारणा एक अंतरराष्ट्रीय पावर ट्रांसमिशन ग्रिड के साथ सभी महाद्वीपों में जनरेटर और लोड को आपस में जोड़ने की है। अंतर्राष्ट्रीय सौर गठबंधन (आईएसए), भारत सरकार और विश्व बैंक के बीच एक त्रिपक्षीय समझौता ज्ञापन (एमओयू) पर 8 सितंबर, 2020 को हस्ताक्षर किए गए थे ताकि वन वर्ल्ड, वन सन, वन ग्रिड पहल को कार्यान्वित किया जा सके। वर्तमान में आईएसए द्वारा एक दीर्घकालिक दृष्टि, कार्यान्वयन योजना, रोड मैप और संस्थागत ढांचा विकसित किया जा रहा है, जो इस परियोजना को लागू करेगा। वैश्विक वन वर्ल्ड, वन सन, वन ग्रिड परियोजना की व्यवहार्यता और कार्यान्वयन के मूल्यांकन के लिए एक अध्ययन करने के लिए एक सलाहकार का चयन किया गया है।

6.6.3 प्रधानमंत्री किसान ऊर्जा सुरक्षा एवं उत्थान महाभियान (पीएम कुसुम)

पीएम-कुसुम योजना 3.5 लाख से अधिक किसानों को उनके कृषि पंपों को सौर ऊर्जा से स्वच्छ ऊर्जा प्रदान करने के लिए दुनिया की सबसे बड़ी पहलों में से एक है। पीएम-कुसुम योजना का उद्देश्य घटक ए के तहत 10 गीगावाट का कुल क्षमता के लिए ग्रिड से जुड़े ग्राउंड माउंटेड सोलर पावर प्लांट (2 मेगावाट तक) स्थापित करना है; घटक बी के तहत 20 लाख स्टैंडअलोन सौर पंप स्थापित करना है; और घटक सी के तहत 15 लाख ग्रिड से जुड़े कृषि पंपों को सौरीकरण करना है। सभी घटक संयुक्त रूप से 30.80 गीगावाट की अतिरिक्त सौर क्षमता की स्थापना का समर्थन करेंगे।

6.6.4 हरित ऊर्जा गलियारे

आरई परियोजनाओं से बिजली की निकासी की सुविधा के लिए, पारेषण और निकासी बुनियादी ढांचे की स्थापना के लिए 2015 में ग्रीन एनर्जी कॉरिडोर योजना शुरू की गई थी। इंटर-स्टेट ट्रांसमिशन सिस्टम (आईएसटीएस) घटक जिसमें 3200 सीकेएम ट्रांसमिशन लाइन और 17,000 एमवीए सबस्टेशन शामिल हैं, मार्च 2020 में पूरा हो गया है। 20,000 मेगावाट से अधिक अक्षय ऊर्जा की निकासी के लिए तमिलनाडु, राजस्थान, कर्नाटक, आंध्र प्रदेश, महाराष्ट्र, गुजरात, हिमाचल प्रदेश और मध्य प्रदेश के आठ आरई समृद्ध राज्यों को इंटर-स्टेट ट्रांसमिशन सिस्टम (आईएनएसटीएस) घटक को मंजूरी दी गई है।

6.6.5 राष्ट्रीय पवन-सौर हाइब्रिड नीति:

भारत सरकार ने 14 मई, 2018 को राष्ट्रीय पवन-सौर हाइब्रिड नीति जारी की। नीति का मुख्य उद्देश्य पवन और सौर संसाधन, पारेषण अवसंरचना और भूमि के इष्टतम और कुशल उपयोग के लिए बड़े पैमाने पर ग्रिड से जुड़े पवन सौर पीवी हाइब्रिड सिस्टम को बढ़ावा देने के लिए एक ढांचा प्रदान करना है। पवन-सौर पीवी हाइब्रिड सिस्टम अक्षय ऊर्जा उत्पादन में परिवर्तनशीलता को कम करने और बेहतर ग्रिड स्थिरता प्राप्त करने में मदद करेगा। नीति का उद्देश्य पवन और सौर पीवी संयंत्रों के संयुक्त संचालन को शामिल करते हुए नई प्रौद्योगिकियों, विधियों और तरीकों को प्रोत्साहित करना भी है।

नीति की प्रमुख विशेषताएं इस प्रकार हैं:

- i. एक पवन-सौर संयंत्र को हाइब्रिड संयंत्र के रूप में मान्यता दी जाएगी यदि एक संसाधन की रेटेड बिजली क्षमता अन्य संसाधन की रेटेड बिजली क्षमता का कम से कम 25% है।
- ii. पवन-सौर हाइब्रिड परियोजना के एसी और डीसी दोनों एकीकरण की अनुमति है।
- iii. हाइब्रिड परियोजना से प्राप्त बिजली का उपयोग सौर आरपीओ और गैर-सौर आरपीओ की पूर्ति के लिए क्रमशः हाइब्रिड संयंत्र में सौर और पवन ऊर्जा की रेटेड क्षमता के अनुपात में किया जा सकता है।
- iv. हाइब्रिड परियोजना का लाभ उठाने के लिए मौजूदा पवन या सौर ऊर्जा परियोजनाओं, जो क्रमशः सोलर पीवी प्लांट या विंड टर्बाइन जेनरेटर (डब्ल्यूटीजी) स्थापित करने के इच्छुक हैं, को अनुमति दी जा सकती है।
- v. पवन और सौर ऊर्जा परियोजनाओं के लिए उपलब्ध सभी राजकोषीय और वित्तीय प्रोत्साहन हाइब्रिड परियोजनाओं के लिए भी उपलब्ध कराए जाएंगे।
- vi. केंद्रीय विद्युत प्राधिकरण (सीईए) और केंद्रीय विद्युत नियामक आयोग (सीईआरसी) आवश्यक मानकों और विनियमों को तैयार करेंगे जिनमें पवन-सौर हाइब्रिड प्रणाली के लिए मीटरिंग पद्धति और मानकों, पूर्वानुमान और शेड्यूलिंग विनियम, आरईसी तंत्र, कनेक्टिविटी प्रदान करना और ट्रांसमिशन लाइनों को साझा करना आदि शामिल हैं।
- vii. एक विशेष अवधि के लिए स्थिर बिजली की उपलब्धता सुनिश्चित करने के लिए हाइब्रिड परियोजना में भंडारण जोड़ा जा सकता है।

6.6.6 राष्ट्रीय अपतटीय पवन ऊर्जा नीति, 2015

नीति के तहत, नवीन और नवीकरणीय ऊर्जा मंत्रालय (एमएनआरई) को देश के विशिष्ट आर्थिक क्षेत्र (ईईजेड) के भीतर अपतटीय क्षेत्र के उपयोग के लिए नोडल मंत्रालय के रूप में अधिकृत किया गया है और राष्ट्रीय पवन ऊर्जा संस्थान (एनआईडब्ल्यूई) को देश में अपतटीय पवन ऊर्जा के विकास और अपतटीय पवन ऊर्जा ब्लॉकों के आवंटन, संबंधित मंत्रालयों और एजेंसियों के साथ समन्वय और संबद्ध कार्यों के लिए नोडल एजेंसी के रूप में अधिकृत किया गया है। यह अपतटीय पवन ऊर्जा परियोजनाओं और अनुसंधान और विकास गतिविधियों की स्थापना सहित अपतटीय पवन ऊर्जा विकास के लिए बेस लाइन से देश में या उसके आस-पास, समुद्र से 200 समुद्री मील (देश का ईईजेड) की समुद्री दूरी तक मार्ग प्रशस्त करेगा। 7,600 किमी लंबी भारतीय तटरेखा के साथ प्रारंभिक आकलन ने अपतटीय पवन ऊर्जा के विकास की संभावनाओं का संकेत दिया है। राष्ट्रीय अपतटीय पवन ऊर्जा नीति की शुरुआत के साथ, सरकार अपतटीय पवन ऊर्जा विकास के क्षेत्र में तटवर्ती पवन ऊर्जा विकास की सफलता को दोहराने का प्रयास कर रही है।

यह योजना अपतटीय पवन संभावित उपलब्धता के आधार पर पूरे देश में लागू होगी।

6.6.7 जल नीति अधिसूचना, 2019

जल नीति, 2019 को भारत सरकार द्वारा 08.03.2019 को अधिसूचित किया गया था। नीति की मुख्य विशेषताएं नीचे दी गई हैं:

- i. बड़ी पनबिजली परियोजनाओं (एलएचपी, यानी >25 मेगावाट) को अक्षय ऊर्जा स्रोत के रूप में घोषित करना। हालांकि, लघु जल विद्युत परियोजनाओं (एसएचपीएस) यानी 25 मेगावाट तक की परियोजनाओं की क्षमता के लिए उपलब्ध वन मंजूरी, पर्यावरण मंजूरी, राष्ट्रीय वन्यजीव बोर्ड मंजूरी, संबंधित प्रभाव आकलन और क्षमता अध्ययन आदि जैसे वैधानिक मंजूरी के लिए एलएचपी स्वचालित रूप से किसी भी अंतर उपचार के लिए पात्र नहीं होंगे।
- ii. गैर-सौर नवीकरणीय खरीद के भीतर एक अलग इकाई के रूप में हाइड्रो खरीद दायित्व (एचपीओ), एचपीओ इस अधिसूचना के बाद कमीशन किए गए सभी एलएचपी के साथ-साथ कमीशन की गई परियोजनाओं की असंबद्ध क्षमता (यानी, पीपीए के बिना) को कवर करेगा। यह एचपीओ मौजूदा गैर-सौर आरपीओ को सौंपे गए प्रतिशत में वृद्धि के बाद होगा ताकि अन्य नवीकरणीय स्रोतों के लिए मौजूदा गैर-सौर आरपीओ इस एचपीओ की शुरुआत से

अप्रभावित रहे। एचपीओ के संचालन के लिए टैरिफ नीति और टैरिफ विनियमों में आवश्यक संशोधन पेश किए जाएंगे।

- iii. जलविद्युत टैरिफ को कम करने के लिए टैरिफ युक्तिकरण उपाय: परियोजना के जीवन को 40 वर्ष तक बढ़ाने के बाद टैरिफ के बैक लोडिंग द्वारा टैरिफ निर्धारित करने के लिए डेवलपर्स को फ्लेक्सिबिलिटी प्रदान करने, ऋण चुकौती अवधि को 18 वर्ष तक बढ़ाने और 2% की बढ़ती टैरिफ शुरू करने सहित टैरिफ युक्तिकरण उपाय;
- iv. मामला-दर-मामला आधार पर जलविद्युत परियोजनाओं के बाढ़ नियंत्रण घटक के वित्तपोषण के लिए बजटीय सहायता; तथा
- v. बुनियादी ढांचे को सक्षम करने की लागत के लिए बजटीय सहायता, अर्थात् सड़क और पुलों को मामला दर मामला आधार पर वास्तविक के अनुसार, रुपये 200 मेगावाट तक की परियोजनाओं के लिए 1.5 करोड़ प्रति मेगावाट तक सीमित और 200 मेगावाट से अधिक की परियोजनाओं के लिए रु.1.0 करोड़ प्रति मेगावाट तक सीमित।

6.6.8 नवीकरणीय खरीद दायित्व (आरपीओ) ट्रैजेक्टरी 2029-30

- i. 8 मार्च 2019 को, सरकार ने भारत में जलविद्युत क्षेत्र को बढ़ावा देने के लिए विभिन्न नीतिगत उपायों का विवरण देते हुए एक आदेश जारी किया था, जिसमें अन्य बातों के साथ-साथ 25 मेगावाट (LHP) से अधिक की क्षमता वाली पंप भंडारण परियोजनाओं सहित बड़ी जलविद्युत परियोजनाओं की घोषणा की गई थी, जो आरई स्रोत के रूप में 08.03.2019 के बाद वाणिज्यिक परिचालन में आते हैं और निर्दिष्ट करते हैं कि 8 मार्च 2019 के बाद शुरू किए गए सभी एलएचपी से ऊर्जा को अलग दायित्व यानी हाइड्रो पावर खरीद दायित्व (एचपीओ) के माध्यम से आरपीओ के हिस्से के रूप में माना जाएगा।
- ii. इसके अलावा, 2021-22 से आगे आरपीओ ट्रैजेक्टरी की सिफारिश करने के लिए, 17 दिसंबर, 2020 को एक संयुक्त समिति का गठन किया गया था। संयुक्त समिति की सिफारिशों और एमएनआरई के साथ आगे की चर्चा के बाद, विद्युत मंत्रालय ने 22 जुलाई, 2022 के आदेश संख्या 09/13/2021-आरसीएम के तहत 2029-30 तक नवीकरणीय खरीद दायित्व (आरपीओ) और ऊर्जा भंडारण दायित्व ट्रैजेक्टरी और दिनांक 19 सितंबर, 2022 को एक शुद्धिपत्र जारी किया। उक्त आदेश में निर्दिष्ट 2021-22 से परे आरपीओ ट्रैजेक्टरी नीचे पुनः प्रस्तुत किया गया है:

वर्ष	पवन आरपीओ	एचपीओ	अन्य आरपीओ	कुल आरपीओ
2022-23	0.81 %	0.35 %	23.44 %	24.61 %
2023-24	1.60 %	0.66 %	24.81 %	27.08 %
2024-25	2.46 %	1.08 %	26.37 %	29.91 %
2025-26	3.36 %	1.48 %	28.17 %	33.01 %
2026-27	4.29 %	1.80 %	29.86 %	35.95 %
2027-28	5.23 %	2.15 %	31.43 %	38.81 %
2028-29	6.16 %	2.51 %	32.69 %	41.36 %
2029-30	6.94 %	2.82 %	33.57 %	43.33 %

- i. आरपीओ की गणना जल स्रोतों (एलएचपी) से मिलने वाली खपत को छोड़कर बिजली की कुल खपत के प्रतिशत के रूप में ऊर्जा के रूप में की जाए।
- ii. पवन आरपीओ को (एलएचपी) से उत्पादित ऊर्जा से पूरा किया जाएगा। 31 मार्च 2022 के बाद शुरू की गई पवन ऊर्जा परियोजनाएं (डब्ल्यूपीपी) और 31 मार्च 2022 तक शुरू किए गए डब्ल्यूपीपी से 7% से अधिक पवन ऊर्जा की खपत हुई।

- iii. एचपीओ के लाभों को 08.08.2019 को और 31.03.3030 तक कमीशन की गई पात्र जल विद्युत परियोजनाओं (पीएसपी और लघु जलविद्युत परियोजनाओं (एसएचपी) सहित) से प्राप्त बिजली से पूरा किया जा सकता है।
- iv. राज्य/डिस्कॉम की एचपीओ देनदारी एलएचपी (पीएसपी सहित) से राज्य को प्रदान की जा रही मुफ्त बिजली से पूरी की जा सकती है, जो उस समय समझौते के अनुसार 08.03.2019 के बाद कमीशन की गई थी, जिसमें एलएडीएफ के लिए योगदान को छोड़कर, यदि यदि राज्य/डिस्कॉम के भीतर खपत होती है। मुफ्त बिजली (ऐसा नहीं है कि स्थानीय क्षेत्र के विकास में योगदान दिया हो), एचपीओ लाभ के लिए पात्र होंगे।
- v. यदि मुफ्त बिजली, जैसा कि ऊपर उल्लेख किया गया है, एचपीओ दायित्वों को पूरा करने के लिए अपर्याप्त है, तो राज्य को अपने एचपीओ दायित्वों को पूरा करने के लिए अतिरिक्त जल विद्युत खरीदनी होगी या जल विद्युत के अनुरूप नवीकरणीय ऊर्जा प्रमाणपत्र की समान राशि खरीदनी होगी।
- vi. एचपीओ दायित्व के अनुपालन की सुविधा के लिए सीईआरसी द्वारा विकसित जल विद्युत के अनुरूप नवीकरणीय ऊर्जा प्रमाणपत्र तंत्र का कैपिंग मूल्य 8 मार्च 2019 से 31 मार्च, 2021 तक 5.50 रुपये प्रति यूनिट विद्युत ऊर्जा प्रभावी होगा और उसके बाद एचपीओ अनुपालन सुनिश्चित करने के उद्देश्य से वार्षिक वृद्धि @ 5% होगी।
- vii. जलविद्युत परियोजनाओं के संशोधित कमीशनिंग कार्यक्रम के आधार पर उपरोक्त एचपीओ प्रक्षेपवक्र को वार्षिक आधार पर सही किया जाएगा। 2030-31 और 2039-40 के बीच की अवधि के लिए एचपीओ प्रक्षेपवक्र को बाद में अधिसूचित किया जाएगा।
- viii. भारत के बाहर से आयातित जल विद्युत को एचपीओ के अनुरूप होने के लिए विचार नहीं किया जाएगा।
- ix. किसी विशेष वर्ष में 'अन्य आरपीओ' श्रेणी की उपलब्धि में कोई कमी या तो उस वर्ष के लिए 'पवन आरपीओ' से परे 31 मार्च 2022 के बाद शुरू किए गए डब्ल्यूपीपी से खपत अतिरिक्त ऊर्जा या पात्र एलएचपी (पीएसपी सहित) से अतिरिक्त ऊर्जा की खपत के साथ, उस वर्ष के लिए 'एचपीओ' से परे 8 मार्च 2019 के बाद या आंशिक रूप से दोनों से पूरा की जा सकती है। इसके अलावा, किसी विशेष वर्ष में 'पवन आरपीओ' की उपलब्धि में किसी भी कमी को हाइड्रो पावर प्लांटों से खपत की गई अतिरिक्त ऊर्जा से पूरा किया जा सकता है, जो उस वर्ष के लिए 'एचपीओ' से अधिक है और इसके विपरीत भी हो सकता है।
- x. उपर्युक्त विद्युत मंत्रालय के आदेश दिनांक 22 जुलाई, 2022 में निर्दिष्ट आरपीओ, एचपीओ और एनर्जी स्टोरेज ऑब्लिगेशन के अतिरिक्त एसईआरसी उपरोक्त आरपीओ ट्रेजेक्टरी के अनुरूप अपने संबंधित राज्यों के लिए एचपीओ और एनर्जी स्टोरेज ऑब्लिगेशन ट्रेजेक्टरी सहित आरपीओ ट्रेजेक्टरी को अधिसूचित करने पर विचार कर सकते हैं। इसके अलावा, सीईआरसी केंद्रीय आयोग एचपीओ की पूर्ति की सुविधा के लिए नवीकरणीय ऊर्जा प्रमाणपत्र (आरईसी) तंत्र के समान एक उपयुक्त तंत्र तैयार करने पर विचार कर सकता है।

6.7 अक्षय ऊर्जा के विकास को बढ़ावा देने के लिए विशेष उपाय

6.7.1 आरई विद्युत परियोजनाओं से चौबीसों घंटे बिजली (आरटीसी) सुनिश्चित करना

पारेषण अवसंरचना के आंतरायिकता और कम क्षमता के उपयोग के मुद्दों को दूर करने के लिए, भारत सरकार द्वारा 'बंडलिंग' की व्यवस्था लाई गई है। चौबीसों घंटे निर्बाध फर्म बिजली सुनिश्चित करने के लिए, आरई को अन्य स्रोतों या संयुक्त भंडारण से बिजली के साथ बंडल किया जाता है। इस तरह की बंडल बिजली वितरण कंपनी (डिस्कॉम) को आपूर्ति की जाती है, जिससे बिजली को संतुलित करने के लिए डिस्कॉम की आवश्यकता समाप्त हो जाती है।

6.7.2 अक्षय ऊर्जा हाइब्रिड परियोजनाएं

सौर और पवन ऊर्जा प्रकृति में परिवर्तनशील होने के कारण स्थिर आपूर्ति प्रदान करने के लिए चुनौतियों का सामना करती है। हालाँकि, भारत में सौर और पवन संसाधन एक दूसरे के पूरक हैं क्योंकि शाम और रात के दौरान हवा अधिक तेज होती है, जब सौर ऊर्जा से सीमित इनपुट होता है।

इन दो प्रौद्योगिकियों का संकरण परिवर्तनशीलता को कम करता है और भूमि और पारेषण प्रणालियों के उपयोग को अनुकूलित करता है। 1,440 मेगावाट की पवन-सौर हाइब्रिड परियोजनाओं की क्षमता राजस्थान और तमिलनाडु राज्यों में कार्यान्वित की जा रही है।

6.7.3 सौर शहर

भारत के प्रत्येक राज्य में कम से कम एक शहर, (या तो राज्य की राजधानी शहर या एक प्रसिद्ध पर्यटन स्थल) को सौर शहर के रूप में विकसित किया जा रहा है। शहर की सभी बिजली की जरूरत पूरी तरह से आरई स्रोतों से पूरी की जाएगी, मुख्य रूप से सौर ऊर्जा से। सोलर सिटी के सभी घरों में रूफ टॉप सोलर एनर्जी प्लांट होंगे। हर सोलर सिटी में सोलर स्ट्रीट लाइट और अपशिष्ट से ऊर्जा प्लांट भी होंगे। ऊर्जा जरूरतों का संतुलन ग्राउंड माउंटेड सोलर प्लांट से पूरा किया जाएगा।

सोलर सिटी कार्यक्रम का उद्देश्य:

- शहरी स्थानीय सरकारों को शहरी स्तर पर ऊर्जा चुनौतियों से निपटने के लिए सक्षम और सशक्त बनाना।
- वर्तमान ऊर्जा स्थिति, भविष्य की मांग और कार्य योजनाओं के आकलन सहित एक मास्टर प्लान तैयार करने के लिए एक ढांचा और समर्थन प्रदान करना।
- शहरी स्थानीय निकायों में क्षमता निर्माण करना और नागरिक समाज के सभी वर्गों में जागरूकता पैदा करना।
- योजना प्रक्रिया में विभिन्न हितधारकों को शामिल करना।
- सार्वजनिक-निजी भागीदारी के माध्यम से स्थायी ऊर्जा विकल्पों के कार्यान्वयन की निगरानी करना।

6.7.4 अक्षय खरीद दायित्व (आरपीओ)

यूनिफॉर्म रिन्यूएबल परचेज ऑब्लिगेशन (आरपीओ) शुरू किया गया है (पैरा 6.6.8 में विस्तृत रूप में दिया हुआ है), जिसमें सभी बिजली वितरण लाइसेंसधारियों को अक्षय ऊर्जा स्रोतों से अपनी कुल आवश्यकताओं की एक निर्दिष्ट न्यूनतम मात्रा का उपभोग करना होता है।

6.7.5 अंतरराज्यीय पारेषण प्रणाली प्रभारों की छूट

- 30.06.2025 तक चालू होने वाली परियोजनाओं के लिए सौर और पवन ऊर्जा परियोजनाओं से उत्पन्न बिजली के पारेषण पर अंतर राज्य पारेषण प्रणाली (आईएसटीएस) शुल्क माफ कर दिया गया है।
- हाइड्रो पंप स्टोरेज प्लांट (पीएसपी) और बैटरी एनर्जी स्टोरेज सिस्टम (बीईएसएस) परियोजनाओं को 30.06.2025 तक चालू करने के लिए कुल अंतर राज्य ट्रांसमिशन सिस्टम शुल्क की छूट की भी अनुमति दी जाएगी, यदि निम्नलिखित शर्तें पूरी होती हैं:
 - हाइड्रो पंप स्टोरेज प्लांट में पानी की पंपिंग के लिए वार्षिक बिजली की आवश्यकता का कम से कम 70% सौर और / या पवन ऊर्जा संयंत्रों से उत्पन्न बिजली के उपयोग से पूरा किया जाता है।
 - बैटरी ऊर्जा भंडारण संयंत्र में पानी की पंपिंग के लिए वार्षिक बिजली आवश्यकता का कम से कम 70% सौर और / या पवन ऊर्जा संयंत्रों से उत्पन्न बिजली के उपयोग से पूरा किया जाता है।
- ऐसे हाइड्रो पीएसपी और ऐसे बीईएसएस से उत्पन्न/आपूर्ति के लिए इंटर स्टेट ट्रांसमिशन सिस्टम (आईएसटीएस) शुल्क धीरे-धीरे लगाया जाएगा: संचालन के शुरुआती 5 वर्षों के एसटीओए शुल्क का 25%, फिर शुल्क धीरे-धीरे 25% के चरणों में बढ़ाया जा सकता है प्रत्येक तीसरे वर्ष के बाद 12वें वर्ष से एसटीओए शुल्क तक पहुंचने के लिए। इसे टैरिफ में क्रमिक कमी और ऋण के भुगतान के साथ जोड़ा जा सकता है।
- 30 जून, 2023 तक ग्रीन टर्म अहेड मार्केट (जीटीएएम) और ग्रीन डे अहेड मार्केट (जीडीएएम) में सोलर, विंड, पीएसपी, बीईएसएस से उत्पन्न / आपूर्ति की गई बिजली के व्यापार के लिए ट्रांसमिशन शुल्क की छूट की अनुमति दी जाएगी। इस व्यवस्था की समीक्षा वार्षिक रूप से बिजली बाजार में भविष्य के विकास के आधार पर की जा सकती है।

6.7.6 घरेलू विनिर्माण क्षमता को बढ़ाना

माननीय प्रधान मंत्री द्वारा दिए गए आत्म-निर्भर आह्वान और "स्थानीय के लिए मुखर होने" के आह्वान के अनुपालन में आरई मशीनरी, घटकों और उपकरणों के घरेलू निर्माण को बढ़ाने के लिए कई कदम उठाए गए। जबकि पवन ऊर्जा में पर्याप्त विनिर्माण क्षमता देश में मौजूद है, सौर कोशिकाओं और मॉड्यूल की एक महत्वपूर्ण आयात निर्भरता मौजूद है। घरेलू विनिर्माण क्षमता को बढ़ाने के लिए, भारत सरकार घरेलू पीवी के निर्माण को प्रोत्साहित करने वाली नीतियों को

लगातार सामने लाने के लिए कई कदम उठा रही है। घरेलू तौर पर सौर सेल कुछ पहल के रूप में है, अर्थात्:

- i. इलेक्ट्रॉनिक्स और सूचना प्रौद्योगिकी मंत्रालय की संशोधित विशेष प्रोत्साहन पैकेज योजना (एम-एसआईपीएस) योजना: यह योजना मुख्य रूप से पूंजीगत व्यय के लिए सब्सिडी प्रदान करती है, जिसमें सौर पीवी सेल, सौर पीवी मॉड्यूल, ईवीए, बैकशीट और सौर ग्लास शामिल हैं। इसके अलावा, सार्वजनिक क्षेत्र के उद्यमों द्वारा आरई क्षेत्र से संबंधित वस्तुओं की खरीद घरेलू स्रोतों से ही होनी चाहिए।
- ii. घरेलू सामग्री की आवश्यकता (डीसीआर): नवीन और नवीकरणीय ऊर्जा मंत्रालय (एमएन आरई) जैसी कुछ मौजूदा योजनाओं के तहत, अर्थात् सीपीएसयू योजना चरण- II, पीएम-कुसुम, घटक बी और ग्रिड से जुड़े रूफटॉप सोलर रूफटॉप और सीपीएसयू योजना कार्यक्रम दूसरा चरण, जहां सरकारी सब्सिडी दी जाती है, घरेलू स्रोतों से सौर पीवी सेल और मॉड्यूल प्राप्त करना अनिवार्य कर दिया गया है।
- iii. सोलर पीवी सेल और मॉड्यूल के आयात पर बुनियादी सीमा शुल्क लगाना: सरकार ने सोलर पीवी सेल और मॉड्यूल के आयात पर 01.04.2022 से बुनियादी सीमा शुल्क (बीसीडी) लगाया है।
- iv. उच्च दक्षता वाले सौर पीवी मॉड्यूल के लिए उत्पादन से जुड़ी प्रोत्साहन (पीएलआई) योजना: उच्च दक्षता सौर पीवी मॉड्यूल पर गीगा वाट (जीडब्ल्यू) पैमाने की विनिर्माण क्षमता प्राप्त करने के लिए 'उच्च दक्षता सौर पीवी मॉड्यूल पर राष्ट्रीय कार्यक्रम' के तहत एक उत्पादन से जुड़ी प्रोत्साहन योजना (ट्रांच II) को मंजूरी दी गई है।
- v. इसके अलावा, भारत में विनिर्माण संयंत्र स्थापित करने के लिए निवेशकों की मदद करने और उन्हें सुविधा प्रदान करने के लिए एक परियोजना विकास सेल (पीडीसी) की स्थापना की गई है।

6.8 ग्रिड के साथ सौर और पवन ऊर्जा के एकीकरण की चुनौतियां

इंटरमिटेंसी: इंटरमिटेंसी में दो अलग-अलग पहलू होते हैं:

- i. **अस्थायी परिवर्तनशीलता:** सौर और पवन उत्पादन की अस्थायी परिवर्तनशीलता आपूर्ति को मांग पैटर्न से असंबंधित बनाती है, इस प्रकार ऑपरेटरों के लिए सिस्टम प्रबंधन से संबंधित चुनौतियां पैदा करती है।
- ii. **आउटपुट अनिश्चितता:** सौर और पवन संयंत्रों से उत्पादन की अनिश्चितता समय-निर्धारण संबंधी चुनौतियां पैदा करती है क्योंकि आरई उत्पादन के पूर्वानुमान वास्तविक समय में विचलित हो जाते हैं।

ग्रिड के साथ एकीकरण: मौजूदा बिजली प्रणाली संरचना नियंत्रणीय रिजर्व (जैसे, थर्मल पावर प्लांट) का उपयोग करके मांग और यूनिट आउटेज से कुछ निश्चित मात्रा में परिवर्तनशीलता और अनिश्चितता को संभाल सकती है। ग्रिड में नवीकरणीय ऊर्जा के बड़े पैमाने पर विस्तार के लिए ग्रिड की आवश्यकता के आधार पर तेजी से रैंप अप और रैंप डाउन के साथ अन्य ऊर्जा स्रोतों से संतुलन की आवश्यकता होगी, जैसे पारंपरिक हाइड्रो और पंप स्टोरेज पावर स्टेशन, बैटरी एनर्जी स्टोरेज सिस्टम (बीईएसएस) आदि। थर्मल पावर स्टेशनों को केवल बेस लोड स्टेशनों के रूप में संचालित करने के बजाय एक लचीले तरीके से काम करना पड़ सकता है, यानी उन्हें सिस्टम की मांग के आधार पर बार-बार उत्पादन को ऊपर/नीचे करना पड़ सकता है। इसके लिए आंशिक भार पर संचालन के लिए ताप विद्युत संयंत्रों की रेट्रोफिटिंग की आवश्यकता हो सकती है।

संसाधन स्थान: सौर और पवन संसाधनों की स्थान विशिष्टता योजना संबंधी प्रमुख चुनौतियों में से एक है। भारत में, सौर और पवन संसाधनों का भौगोलिक वितरण एक समान नहीं है या मांग के साथ स्थानिक रूप से सहसंबद्ध नहीं है और लोड केंद्रों से बहुत दूर स्थित हैं जो अक्सर ट्रांसमिशन संबंधी चुनौतियां पैदा करते हैं। पश्चिमी राज्यों में सौर क्षमता अधिक है जबकि पश्चिमी और दक्षिणी तटीय क्षेत्रों में पवन क्षमता अधिक है। इसलिए अंतर-राज्यीय और अंतर-क्षेत्रीय संचरण की उच्च क्षमता की आवश्यकता है ताकि सौर और पवन ऊर्जा को कम क्षेत्रों में ले जाया जा सके।

6.9 सौर और पवन ऊर्जा के ग्रिड के साथ एकीकरण की चुनौतियों का समाधान करने के तरीके

सौर और पवन ऊर्जा का हाईब्रिड: एक तेजी से लोकप्रिय समाधान एक सरल संतुलन दृष्टिकोण है जिसमें एक निश्चित समय में दोनों स्रोतों से उपलब्ध ऊर्जा का उपयोग करने के लिए पवन और सौर जैसे आंतरायिकता कर नवीकरणीय ऊर्जा के उत्पादन की निगरानी और मिश्रण किया जाता है। दृष्टिकोण हर समय प्रभावी और गैर-प्रभावी वाले संसाधनों के संयोजन से अधिकतम संभव ऊर्जा प्रदान करने की अनुमति देता है - और व्यक्तिगत संसाधनों की आंतरायिकता को कम करता है।

ऊर्जा भंडारण: ग्रिड बिजली आपूर्ति को मांग के साथ अनुक्रम के आधार पर मिलान करने के असंभव प्रतीत होने वाले कार्य को पूरा करने के लिए ऊर्जा भंडारण एक महत्वपूर्ण उपकरण है। भंडारण आवृत्ति विनियमन और ग्रिड की स्थिरता और सुरक्षा को बनाए रखने में महत्वपूर्ण भूमिका निभाता है। यह अधिक सुविधाजनक समय पर खपत के लिए अतिरिक्त ऊर्जा को संग्रहीत करने में सक्षम बनाता है। यह आपात स्थिति के मामले में उपयोग के लिए एक बफर स्रोत प्रदान करता है। ये चार कार्य मिलकर आवश्यक ग्रिड सिस्टम प्रतिरोधक्षमता सुनिश्चित करते हैं।

ऊर्जा भंडारण विधियों में न केवल विद्युत रासायनिक बैटरी, बल्कि हाइड्रोलिक (पंप) भंडारण, यांत्रिक भंडारण (चक्का), थर्मल भंडारण, संपीड़ित वायु भंडारण, एक विद्युत क्षेत्र (संधारित्र) में भंडारण और अन्य विधियां शामिल हैं।

विभिन्न ऊर्जा भंडारण प्रणालियों का वर्णन अध्याय 10 में किया गया है।

परंपरागत उत्पादन इकाइयों के साथ संबद्ध फ्लेक्सिबिलिटी

आरईएस से उत्पादन की परिवर्तनशीलता और अनिश्चितता को समायोजित करने के लिए, पारंपरिक उत्पादन संयंत्रों को लचीला होना चाहिए। जनरेटिंग स्टेशन का लचीलापन इसकी क्षमता (i) को चालू और बंद करने की क्षमता को संदर्भित करता है जिसमें इसके आवश्यक समय को शामिल करना शामिल है; (ii) रैम्पिंग दर जिस पर वह उत्पादन को बदल सकता है; और (iii) अधिकतम और न्यूनतम आउटपुट जब यह प्रचालन में हो।

लचीलेपन की दृष्टि से पनबिजली संयंत्र, पंप भंडारण संयंत्र, खुले और संयुक्त साइकिल गैस टरबाइन, गैस इंजन आदि बहुत उपयुक्त हैं। कई देशों में, थर्मल स्टेशनों का बड़े पैमाने पर साइकिलिंग के साथ-साथ रैम्पिंग के लिए उपयोग किया जाता है।

ट्रांसमिशन सुदृढीकरण

भारत में, आरईएस की उच्च सांद्रता वाले क्षेत्रों से बिजली की निकासी के लिए ग्रीन एनर्जी कॉरिडोर कार्यान्वयन की प्रक्रिया में है।

उन्नत पूर्वानुमान

पवन और सौर ऊर्जा पूर्वानुमान परिवर्तनीय अक्षय उत्पादन की अनिश्चितता को कम करने में मदद कर सकते हैं। बेहतर पूर्वानुमान ग्रिड ऑपरेटरों को पवन और सौर उत्पादन में परिवर्तन को अधिक कुशलता से समायोजित करने में जनरेटर को प्रतिबद्ध या डी-प्रतिबद्ध करने में मदद करता है और चरम घटनाओं के लिए तैयार करता है जिसमें नवीकरणीय उत्पादन असामान्य रूप से उच्च या निम्न होता है। पूर्वानुमान सिस्टम के लिए आवश्यक तेज़ प्रतिक्रिया परिचालन भंडार की मात्रा को कम करने में मदद कर सकते हैं, जिससे सिस्टम को संतुलित करने की लागत कम हो जाती है।

मांग की प्रतिक्रिया

मांग पक्ष प्रबंधन उपाय ग्राहकों को परिवर्तनीय अक्षय ऊर्जा स्रोतों के उपयोग को अधिकतम करने के लिए प्रोत्साहित करते हैं जबकि आपूर्ति स्वाभाविक रूप से अधिक होती है। उदाहरण के लिए, जब पवन और सौर पीवी मांग से अधिक उत्पादन कर रहे हैं, मांग प्रतिक्रिया उपभोक्ताओं को उस समय के दौरान कम दरों के उचित मूल्य संकेतों के माध्यम से अधिक बिजली का उपयोग करने के लिए प्रोत्साहित कर सकती है, इस प्रकार लोड को स्थानांतरित करने और उत्पादन संसाधनों का बेहतर उपयोग सुनिश्चित करने में मदद करती है। लोड में परिवर्तन स्वचालित रूप से उपयोग के समय या गतिशील दरों के जवाब में या ग्रिडऑपरेटर द्वारा प्रत्यक्ष नियंत्रण के कारण या थोक, सहायक या पूंजी बाजार में मांग प्रतिक्रिया की भागीदारी के कारण हो सकता है। प्रभावी मांग प्रतिक्रिया के लिए, स्मार्ट मीटर, संचार और अन्य तरीकों से युक्त स्मार्ट-ग्रिड प्रौद्योगिकियों का उपयोग किया जाता है। इलेक्ट्रिक वाहन "स्मार्ट चार्जिंग" वी2जी और जी2वी अवधारणा पर आधारित है जहां इलेक्ट्रिक वाहन ग्रिड का एक अभिन्न अंग बन सकता है और बाहरी संकेतों या गतिशील कीमतों के जवाब में चार्ज या डिस्चार्ज किया जाता है।

ऑफ-ग्रिड नवीकरणीय क्षेत्र को बढ़ावा देना पारंपरिक बिजली के साथ यह उतना ही अधिक प्रतिस्पर्धी है जितना यह दूरस्थ स्थान पर संचरण में निवेश से बचाता है। उदाहरण के लिए, चावल की भूसी गैसीफायर आधारित बिजली उत्पादन एक ऐसा मॉडल है।

6.10 निष्कर्ष

भारत में नवीकरणीय क्षेत्र तेजी से बड़ी संख्या में लोगों को बिजली का विस्तार और आपूर्ति करने के लिए तैयार है। साथ

ही जैसा कि इस अध्याय में स्पष्ट किया गया है, अक्षय ऊर्जा स्रोतों की स्थापित क्षमता 2026-27 तक 3,36,553 मेगावाट तक पहुंचने की उम्मीद है, जो कुल ऊर्जा मिश्रण में लगभग 35% योगदान करती है और 2031-32 तक 5,96,275 मेगावाट जो की ऊर्जा मिश्रण में लगभग 44% योगदान करती है।

सार्वजनिक परिवहन से लेकर उद्योग और सामाजिक विकास के लिए बुनियादी ढांचे तक, अक्षय ऊर्जा और मांग पर उपयोग के लिए बिजली के स्टोरेज की तकनीकी क्षमता भविष्य के लिए हरित अवसरों का पता लगाने के लिए देश के भीतर एक नई गतिशीलता पैदा करती है। महत्वाकांक्षी योजना के साथ देश आर्थिक विकास और हरित-ऊर्जा उत्पादन के दोहरे लक्ष्य को पूरा कर सकता है, जो निश्चित रूप से संभावना के दायरे में है।

भारत सरकार ने देश में अक्षय ऊर्जा उत्पादों के निर्माण क्षेत्र के विकास के लिए एक स्वस्थ वातावरण को बढ़ावा देने के लिए कई पहल की हैं।

निजी निवेशकों को आकर्षित करने के उपाय किए जाने चाहिए और इस क्षेत्र में अनुसंधान और नवाचार गतिविधियों को समर्थन देने के लिए अधिक धन आवंटित किया जाना चाहिए ताकि भविष्य में जो प्रौद्योगिकियां प्रारंभिक अवस्था में हैं, वे वास्तविकता बन सकें।

अनुलग्नक-6.1

ग्रिड इंटरएक्टिव अक्षय ऊर्जा की राज्य-वार स्थापित क्षमता (31.03.022 को)

क्र.सं.	राज्य/संघ राज्य क्षेत्र	अक्षय ऊर्जा		
		जलविद्युत	आरईएस (एमएनआरई)	आरईएस कुल
1	चंडीगढ़	101.71	55.17	156.87727
2	दिल्ली	723.09	270.12	993.21436
3	हरियाणा	2324.62	1242.13	3566.75274
4	हिमाचल प्रदेश	3248.88	1040.47	4289.349862
5	जम्मू और कश्मीर	2321.88	239.05	2560.932404
6	पंजाब	3818.28	1767.82	5586.098754
7	राजस्थान	1941.93	17040.62	18982.5484
8	उत्तर प्रदेश	3424.03	4483.52	7907.552272
9	उत्तराखंड	1975.89	931.80	2907.690106
	उत्तरी क्षेत्र गैर आवंटित	751.45	0.00	751.453828
1	छत्तीसगढ़	233.00	233.00	869.08
2	गुजरात	772.00	772.00	16587.90
3	मध्य प्रदेश	3223.66	3223.66	5468.88
4	महाराष्ट्र	3331.84	3331.84	10657.08
5	गोवा	2.00	2.00	20.34
6	दमन और दीव	0.00	0.00	40.72
7	दादर और नगर हवेली	0.00	0.00	5.46
	पश्चिमी क्षेत्र गैर आवंटित	0.00	0.00	0.00
1	आंध्र प्रदेश	1673.60	9211.56	10885.16
2	तेलंगाना	2479.93	4959.19	7439.12

3	कर्नाटक	3631.60	15904.59	19536.19
4	केरल	1856.50	670.70	2527.2
5	तमिल नाडु	2178.20	16148.61	18326.81
6	पुदुचेरी	0.00	13.69	13.69
	दक्षिणी क्षेत्र गैर आवंटित	0.00	0.00	0.00
1	दामोदर घाटी	186.20	0.00	186.1999
2	निगम	110.00	387.35	497.3489
3	बिहार	191.00	97.14	288.139
4	झारखंड	2163.22	617.09	2780.3101
5	उड़ीसा	633.00	56.79	689.7878
6	सिक्किम	1396.00	586.95	1982.949
	पूर्वी क्षेत्र गैर आवंटित	85.01	0.00	85.0053
1	अरुणाचल प्रदेश	544.55	142.34	686.885
2	असम	522.08	154.05	676.13
3	मणिपुरी	95.34	17.70	113.04
4	मेघालय	409.27	50.48	459.75
5	मिजोरम	97.94	44.37	142.31
6	नगालैंड	66.33	33.71	100.04
7	त्रिपुरा	68.49	30.90	99.39
3	मणिपुरी	95.34	17.70	113.04
	उत्तर पूर्वी क्षेत्र गैर आवंटित	140.00	0.00	140
1	अण्डमान और निकोबार	0.00	34.74	34.74
2	लक्षद्वीप	0.00	3.27	3.27
	सम्पूर्ण भारत	46722.52	109885.38	156607.895

अनुलग्नक-6.2

देश में राज्य-वार अनुमानित सौर ऊर्जा क्षमता

क्र.सं.	राज्य/संघ राज्य क्षेत्र	सौर क्षमता (जीडब्ल्यूपी) #
1	आंध्र प्रदेश	38.44
2	अरुणाचल प्रदेश	8.65
3	असम	13.76
4	बिहार	11.20
5	छत्तीसगढ़	18.27
6	दिल्ली	2.05
7	गोवा	0.88

8	गुजरात	35.77
9	हरियाणा	4.56
10	हिमाचल प्रदेश	33.84
11	जम्मू और कश्मीर	111.05
12	झारखंड	18.18
13	कर्नाटक	24.70
14	केरल	6.11
15	मध्य प्रदेश	61.66
16	महाराष्ट्र	64.32
17	मणिपुरी	10.63
18	मेघालय	5.86
19	मिजोरम	9.09
20	नगालैंड	7.29
21	उड़ीसा	25.78
22	पंजाब	2.81
23	राजस्थान	142.31
24	सिक्किम	4.94
25	तमिल नाडु	17.67
26	तेलंगाना	20.41
27	त्रिपुरा	2.08
28	उत्तर प्रदेश	22.83
29	उत्तराखंड	16.80
30	पश्चिम बंगाल	6.26
31	संघ राज्य क्षेत्रों	0.79
कुल		748.98

(स्रोत: नवीन और नवीकरणीय ऊर्जा मंत्रालय, भारत)

राष्ट्रीय सौर ऊर्जा संस्थान द्वारा मूल्यांकन किया गया

देश में राज्य-वार अनुमानित पवन ऊर्जा क्षमता

क्र.सं.	राज्य	गीगावॉट में 100 एमटीआर एजीएल पर पवन ऊर्जा क्षमता	गीगावॉट में 120 एमटीआर एजीएल पर पवन ऊर्जा क्षमता
1	आंध्र प्रदेश	44.23	74.90
2	गुजरात	84.43	142.56
3	कर्नाटक	55.86	124.15
4	मध्य प्रदेश	10.48	15.40

5	महाराष्ट्र	45.39	98.21
6	राजस्थान	18.77	127.75
7	तमिल नाडु	33.80	68.75
	कुल (7 पवन ऊर्जा वाले राज्य)	292.97	651.72
	अन्य राज्य	9.28	43.78
	सम्पूर्ण भारत कुल	302.25	695.50

(स्रोत: नवीन और नवीकरणीय ऊर्जा मंत्रालय, भारत)

देश में राज्य-वार अनुमानित लघु जल विद्युत क्षमता

क्र.सं.	राज्य/संघ राज्य क्षेत्र	क्षमता (मेगावाट) #
1	आंध्र प्रदेश	409.32
2	अरुणाचल प्रदेश	2064.92
3	असम	201.99
4	बिहार	526.98
5	छत्तीसगढ़	1098.2
6	गोवा	4.7
7	गुजरात	201.97
8	हरियाणा	107.4
9	हिमाचल प्रदेश	3460.34
10	जम्मू और कश्मीर केंद्र शासित प्रदेश	1311.79
11	लद्दाख के केंद्र शासित प्रदेश	395.65
12	झारखंड	227.96
13	कर्नाटक	3726.49
14	केरल	647.15
15	मध्य प्रदेश	820.44
16	महाराष्ट्र	786.46
17	मणिपुरी	99.95
18	मेघालय	230.05
19	मिजोरम	168.9
20	नगालैंड	182.18
21	उड़ीसा	286.22
22	पंजाब	578.28
23	राजस्थान	51.67
24	सिक्किम	266.64
25	तमिल नाडु	604.46

26	तेलंगाना	102.25
27	त्रिपुरा	46.86
28	ए एंड एन द्वीप संघ शासित प्रदेश	7.27
29	उत्तर प्रदेश	460.75
30	उत्तराखंड	1664.31
31	पश्चिम बंगाल	392.06
कुल		21133.62

(स्रोत: नवीन और नवीकरणीय ऊर्जा मंत्रालय, भारत)

अध्याय 7

ईंधन की आवश्यकता

7.0 प्रस्तावना

ईंधन एक महत्वपूर्ण इनपुट है, जिसे ताप विद्युत संयंत्र के कार्यान्वयन और संचालन से पहले टाई अप करना आवश्यक है। बदलते परिदृश्य में पर्यावरण पर बढ़ती चिंता के साथ सरकार ने अक्षय ऊर्जा परियोजनाओं पर जोर दिया है। हालांकि, देश के कोयला आधारित उत्पादन पर निर्भरता को नजरअंदाज नहीं किया जा सकता है। इसलिए, एक महत्वपूर्ण पहलू जिस पर विचार करने की आवश्यकता है, वह है विद्युत उत्पादन के लिए पर्याप्त कोयले की उपलब्धता। कोयले के उपयोग को इष्टतम करने के लिए, सरकार सुपर क्रिटिकल/अल्ट्रा सुपर क्रिटिकल तकनीक के लिए प्रतिबद्ध है जो बहुत अधिक कार्य-कुशल है और इसके परिणामस्वरूप कोयले के उपयोग में कमी आती है। ईंधन सहित सभी प्रमुख इनपुट की समय पर उपलब्धता एक परियोजना को समय पर पूरा करना सुनिश्चित करती है और इसलिए, विद्युत परियोजना में देरी होने की स्थिति में लागत और समय की अधिकता के हानिकारक प्रभावों से बचा जा सकेगा।

यह अध्याय मोटे तौर पर 2017-22 के दौरान ईंधन उपलब्धता की समीक्षा, 2022-27 के लिए विस्तृत ईंधन उपलब्धता योजना और 2027-32 के लिए संभावित योजना के साथ-साथ कोयला क्षेत्र के महत्वपूर्ण मामलों का समाधान करने और उसमें आने वाली बाधाओं से संबंधित है। यह सभी संबद्ध हितधारकों को अग्रिम कार्रवाई करने और अपने उत्पादन लक्ष्यों की योजना बनाने में सक्षम बनाने के लिए एक व्यापक दृष्टिकोण प्रस्तुत करेगा।

7.1 कोयला आपूर्ति परिदृश्य

7.1.1 पृष्ठभूमि

कोयला भारत के ऊर्जा क्षेत्र का मुख्य आधार है। 31.03.2022 तक देश में विद्युत स्टेशनों की अखिल भारतीय स्थापित क्षमता लगभग 399,497 मेगावाट है, जिसमें से लगभग 204,080 मेगावाट (51.1%) कोयला आधारित है। 31.12.2022 को कोयला आधारित क्षमता 203,776 मेगावाट थी। एक बार विद्युत स्टेशन चालू हो जाने के बाद, सबसे बड़ी चुनौती एक उच्च प्लांट लोड फैक्टर (पीएलएफ) पर स्टेशन को संचालित करना है, जो कि विद्युत संयंत्र के द्वारा उत्पन्न किए जा सकने वाले अधिकतम उत्पादन के साथ तुलना करता है। उच्च प्लांट लोड फैक्टर का मतलब आमतौर पर अधिक विद्युत का उत्पादन और विद्युत उत्पादन की प्रति यूनिट की लागत कम करता है। विद्युत संयंत्र का प्रदर्शन पीएलएफ और स्टेशन हीट रेट (एसएचआर) के आधार पर मापा जाता है। हालांकि, देश में कोयला आधारित विद्युत घरों का प्लांट लोड फैक्टर (पीएलएफ) पिछले कुछ वर्षों में लगातार घट रहा है। पीएलएफ 2017-18 में 60.5%, 2018-19 में 60.3%, 2019-20 में 55.9%, 2020-21 में 54.5% और 2021-22 के दौरान 58.9% था।

7.1.2 नई कोयला वितरण नीति (एनसीडीपी)

सरकार ने 1 अप्रैल 2009 से प्रभावी नई कोयला वितरण नीति (एनसीडीपी) की शुरुआत की, जिसने उपभोक्ताओं की कुछ श्रेणियों को पूर्व-निर्धारित कीमतों पर आपूर्ति का आश्वासन दिया और कमोडिटी के लिए एक जीवंत बाजार को प्रोत्साहित करने के लिए ई-नीलामी को पुनः लागू किया गया। नीति की मुख्य विशेषताएं हैं:

- विद्युत उपयोग की आपूर्ति के लिए कोयले की 100% मानक आवश्यकता पर विचार किया जाएगा।

- ii. कोल इंडिया लिमिटेड (सीआईएल) द्वारा अधिसूचित कीमतों पर वाणिज्यिक रूप से लागू करने योग्य ईंधन आपूर्ति समझौतों) एफएसए (के माध्यम से कोयले की आपूर्ति।
- iii. सीआईएल के वार्षिक उत्पादन का %10 उन उपभोक्ताओं के लिए ई-नीलामी के माध्यम से पेश किया जाएगा जो उपलब्ध संस्थागत तंत्र के माध्यम से कोयला प्राप्त करने में सक्षम नहीं हैं।
- iv. ईंधन आपूर्ति समझौते (एफएसए) पूरे वर्ष के दौरान कोयला कंपनियों द्वारा विद्युत उपयोग को कोयले की वार्षिक अनुबंधित मात्रा (एसीक्यू) इंगित करेगा। एफएसए में इंसेंटिव और पेनल्टी क्लॉज शामिल हैं।

ईंधन आपूर्ति समझौते (एफएसए) पर हस्ताक्षर

31 मार्च 2009 से पहले चालू किए गए ताप विद्युत संयंत्रों के लिए वार्षिक अनुबंधित मात्रा (एसीक्यू) के 90% के ट्रिगर मूल्य के साथ आपूर्ति के लिए एफएसए पर हस्ताक्षर किए गए थे। इसके बाद, जून, 2013 में आर्थिक मामलों की कैबिनेट समिति (सीसीईए) ने सीआईएल को लगभग 78,000 मेगावाट की कुल क्षमता के लिए एफएसए पर हस्ताक्षर करने का निर्देश दिया जिसकी 31.03.2015 तक चालू होने की संभावना थी। 78000 मेगावाट में से, लगभग 9,840 मेगावाट पूर्ववर्ती टेपरिंग लिंकेज वाले थे। कुल स्वदेशी उपलब्धता और इन विद्युत संयंत्रों की संभावित वास्तविक आवश्यकताओं को ध्यान में रखते हुए, एफएसए पर क्रमशः वर्ष 2013-14, 2014-15, 2015-16 और 2016-17 के लिए एसीक्यू के 65%, 65%, 67% और 75% की स्वदेशी कोयले की मात्रा की आपूर्ति हेतु सामान्य कोयला लिंकेज वाले विद्युत संयंत्रों के लिए के लिए हस्ताक्षर किए गए थे। हालांकि, वास्तविक कोयले की आपूर्ति लंबी अवधि के पीपीए के अनुरूप थी।

7.1.3 भारत में पारदर्शी रूप से कोयला (कोल) के दोहन और आवंटन की योजना (शक्ति)

कोयला मंत्रालय ने पत्र दिनांक 22.05.2017 के माध्यम से केंद्रीय, राज्य और निजी क्षेत्र के विद्युत संयंत्रों को कोयले के आवंटन के लिए शक्ति नीति जारी की। इसके बाद, कोयला मंत्रालय ने 25.03.2019 को मंत्रियों के समूह (जीओएम) की सिफारिशों के आधार पर सीसीईए की मंजूरी के बाद शक्ति नीति में कुछ संशोधन जारी किए, जिसने तनावग्रस्त ताप विद्युत परियोजनाओं से संबंधित मुद्दों को हल करने के लिए गठित उच्च-स्तरीय अधिकार प्राप्त समिति (एचएलईसी) की विशिष्ट सिफारिशों की जांच की।

शक्ति नीति के विभिन्न प्रावधानों के तहत विकास निम्नानुसार हैं:

(क) पैरा बी (i): केंद्र सरकार और राज्य सरकार की उत्पादन कंपनियों को कोयला लिंकेज विद्युत मंत्रालय की सिफारिशों के आधार पर प्रदान किया जाएगा।

शक्ति नीति के शुभारंभ के बाद से, पैरा बी (i) के तहत, एसएलसी (एलटी) ने कुल 25,340 मेगावाट क्षमता की 23 ताप विद्युत परियोजनाओं को कोयला लिंकेज प्रदान किया है।

(ख) पैरा बी (ii): स्वदेशी कोयले पर आधारित दीर्घकालिक पीपीए पहले ही संपन्न कर चुके विद्युत उत्पादकों/आईपीपी को नीलामी के आधार पर अधिसूचित मूल्य पर कोयला लिंकेज दिया जा सकता है। विद्युत उत्पादक टैरिफ में छूट के लिए बोली लगाएंगे।

अब तक, शक्ति बी (ii) के तहत कोयला लिंकेज के लिए चार दौर की नीलामी आयोजित की गई है, जिसके तहत कुल 40.99 एमटी कोयला (जी 13 ग्रेड समकक्ष) 11,934 मेगावाट की स्थापित क्षमता और 9,204.6 मेगावाट की दीर्घकालिक पीपीए क्षमता वाले 17 टीपीपी को आवंटित किया गया है।

(ग) पैरा बी (iii): विद्युत उत्पादकों/आईपीपी, बिना पीपीए के जो या तो चालू है या चालू होने वाले हैं, के लिए भविष्य में कोयला लिंकेज नीलामी के आधार पर (अधिसूचित मूल्य से ऊपर प्रीमियम के लिए बोली) दिया जा सकता है, कोयला निकासी की अनुमति केवल वैध लंबी अवधि और मध्यम अवधि के पीपीए के होने पर दी जाएगी, जिसे सफल बोलीदाता को नीलामी प्रक्रिया पूरी होने के दो (2) वर्षों के भीतर खरीदना और जमा करना होगा।

अब तक, सीआईएल द्वारा 5995 मेगावाट की स्थापित क्षमता और 3774.94 मेगावाट की गैर-पीपीए क्षमता वाले 7 टीपीपी को लगभग 7.15 एमटी कोयला (जी13 ग्रेड समकक्ष) प्रदान किया जा चुका है।

(घ) पैरा बी (iv): कोल लिंकेज की उपलब्धता की पूर्व घोषणा करने वाले राज्यों को नए पीपीए के लिए कोल लिंकेज निर्धारित किया जा सकता है। राज्य डिस्कॉम को इन लिंकेज का संकेत दे सकते हैं और लिंकेज के आधार पर, लंबी अवधि और मध्यम अवधि की खरीद के लिए टैरिफ आधारित प्रतिस्पर्धी बोली लगा सकते हैं।

अब तक, सीआईएल द्वारा गुजरात, उत्तर प्रदेश और मध्य प्रदेश राज्यों को क्रमशः 3915 मेगावाट, 1600 मेगावाट और 3000 मेगावाट क्षमता तक के विद्युत के लिए कोयला लिंकेज आवंटित किए गए हैं, जिन्हें टैरिफ आधारित प्रतिस्पर्धी बोली के माध्यम से बढ़ाया जाना है।

(ङ) पैरा बी (v): राज्यों के समूह की विद्युत आवश्यकता को जोड़ा जा सकता है और टैरिफ-आधारित बोली पर विद्युत की खरीद एक नामित एजेंसी द्वारा की जाएगी।

पीएफसी कंसल्टिंग लिमिटेड (पीएफसीसीएल) (पीएफसी की पूर्ण स्वामित्व वाली सहायक कंपनी) नामित एजेंसी है। इस उद्देश्य के लिए सीआईएल द्वारा 10 एमटी कोयला निर्धारित किया गया है।

(च) पैरा बी (viii) (ए): विद्युत संयंत्रों को उनकी गैर पीपीए क्षमता के लिए शक्ति नीति के बी (iii) और बी (iv) के तहत न्यूनतम 3 महीने की अवधि से अधिकतम 1 वर्ष के लिए डिस्कवरी ऑफ एफिशिएंट एनर्जी प्राइस (डीईईपी) पोर्टल और डे अहेड मार्केट (डीएएम) के माध्यम से पावर एक्सचेंजों के माध्यम से शॉर्ट टर्म में ट्रेडिंग पावर के लिए नीलामी के आधार पर लिंकेज दिया जाएगा।

अब तक, शक्ति नीति के पैरा बी (iii) को कवर करने वाली शक्ति बी (viii) (ए) के तहत, लगभग 7.3 मीट्रिक टन कोयले (जी-13 ग्रेड समतुल्य) को सात तिमाहियों यथा अप्रैल-जून 2020 से अक्टूबर-दिसंबर 2021 के लिए आयोजित नीलामी में विभिन्न निजी विद्युत संयंत्रों को आवंटित किया गया है।

7.1.4 कोयला स्टॉकिंग मानदंड:

7.1.4.1 केविप्रा के पहले के कोयला स्टॉकिंग मानदंड:

तालिका 7.1 में दिए गए विवरण के अनुसार पावर स्टेशनों द्वारा बनाए रखने के लिए कोयले के स्टॉक के दिनों की संख्या के लिए पहले के मानदंड माइन-हेड से विद्युत संयंत्र की दूरी पर आधारित थे।

तालिका 7.1

विद्युत स्टेशनों के लिए पहले कोयला भंडारण मानदंड

विद्युत संयंत्र की दूरी	स्टॉक के दिनों की संख्या
पिट-हेड स्टेशन	15
कोयले की खान से 500 कि.मी तक	20
कोयले की खान से 1,000 कि.मी तक	25
कोयले की खान से 1,000 कि.मी से आगे	30

विद्युत संयंत्रों में क्रिटिकल / सुपर क्रिटिकल कोयला स्टॉक

इससे पहले, सीआईएल/सिंगारेनी कोलियरीज कंपनी लिमिटेड (एससीसीएल) के साथ कोयला लिंकेज वाले देश में कोयला आधारित ताप विद्युत संयंत्रों में कोयले के स्टॉक की स्थिति की दैनिक आधार पर केविप्रा द्वारा निगरानी की जा रही थी। संयंत्र में उपलब्ध स्टॉक के दिनों की संख्या के आधार पर विद्युत संयंत्रों में कोयले के स्टॉक को क्रिटिकल और सुपर क्रिटिकल के रूप में वर्गीकृत किया गया था, ताकि ऐसे विद्युत संयंत्रों को कोयले की आपूर्ति को प्राथमिकता के आधार पर बढ़ाया जा सके।

7.1.4.2 केविप्रा के संशोधित कोयला स्टॉकिंग मानदंड:

केविप्रा ने 6 दिसंबर 2021 से कोयला स्टॉकिंग मानदंडों को संशोधित किया है। संशोधित मानदंडों के अनुसार, पिटहेड और गैर-पिटहेड दोनों संयंत्रों के लिए दैनिक कोयले की आवश्यकता का अनुमान 85% पीएलएफ की दर से लगाया जाएगा और दिनों की संख्या जिसके लिए स्टॉक को बनाए रखने की आवश्यकता होगी, वर्ष के दौरान कोयला प्रेषण/कोयला खपत पैटर्न

के आधार पर महीनेवार भिन्नता के साथ पिटहेड संयंत्रों के लिए 12 से 17 दिन और गैर-पिटहेड संयंत्रों के लिए 20 से 26 दिन से भिन्न होगी, जैसा कि नीचे तालिका 7.2 में वर्णित है।

संयंत्र	क्यू 1			क्यू 2			क्यू 3			क्यू 4		
	अप्रैल	मई	जून	जुला.	अग.	सितंबर	अक्टू.	नवंबर	दिसं.	जन.	फर.	मार्च
पिटहेड	17	17	17	14	13	12	13	14	15	16	17	17
गैर-पिटहेड	26	26	26	22	21	20	21	22	23	24	26	26

जेनकोस को तीन जोन में वर्गीकृत किया जाएगा। जेनको/इंडिपेंडेंट पावर प्रोड्यूसर्स (आईपीपी) की रेड, येलो और ग्रीन जोन में ग्रेडिंग मासिक आधार पर पिछले महीने के दौरान संयंत्र द्वारा बनाए गए औसत कोयले के स्टॉक और कोयला कंपनियों के बकाया के आधार पर की जाएगी। रेक लोडिंग और कोयले की आपूर्ति के मामले में ग्रीन जोन में जेनकोस/आईपीपीएस को सर्वोच्च प्राथमिकता दी जाएगी, उसके बाद येलो को और रेड जोन को सबसे कम प्राथमिकता दी जाएगी।

इसके अलावा, यदि किसी विद्युत संयंत्र की उपलब्धता सामान्य उपलब्धता से (केंद्रीय विद्युत नियामक आयोग (सीईआरसी) / राज्य विद्युत नियामक आयोग (एसईआरसी) के प्रचलित नियामक मानदंडों के अनुसार- जैसा कि लागू है) कोयले के स्टॉक के कारण कम है, संशोधित मानदंडों के अनुसार चूककर्ता जेनकोस/आईपीपीएस पर जुर्माना लगाया जाएगा।

महत्वपूर्ण कोयला स्टॉक की पहचान के लिए संशोधित मानदंड

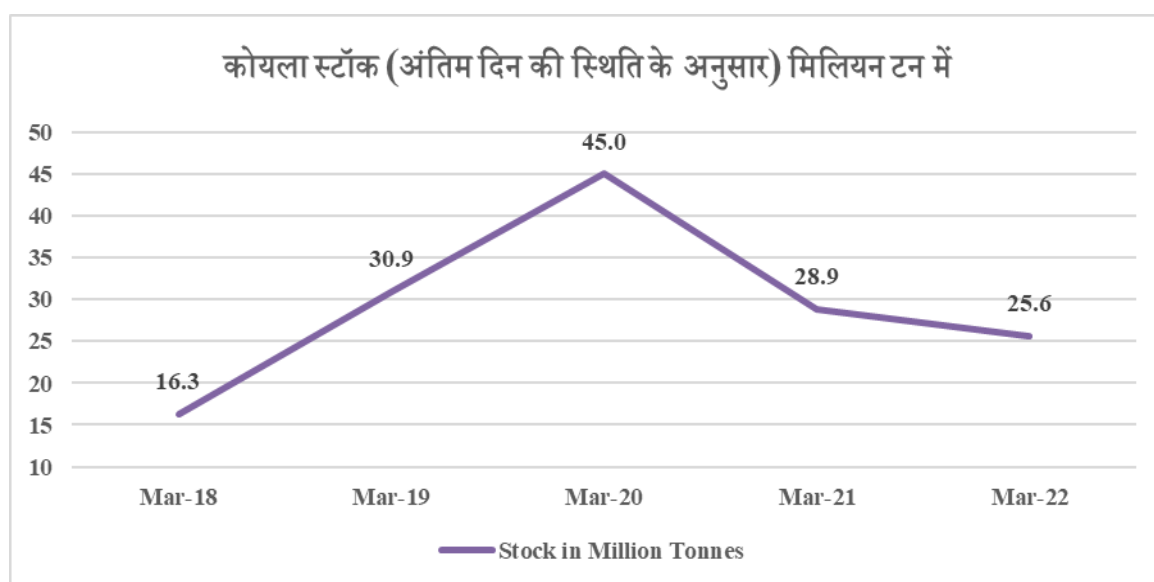
वर्तमान में, देश में सभी कोयला आधारित ताप विद्युत केंद्रों की दैनिक आधार पर निगरानी की जा रही है और दैनिक कोयला स्टॉक रिपोर्ट राष्ट्रीय विद्युत पोर्टल (एनपीपी) (npp.gov.in) पर प्रकाशित की जाती है।

06.12.2021 को जारी किए गए कोयला स्टॉकिंग मानदंड क्रिटिकल कोयला स्टॉक वाले संयंत्रों की पहचान करने के लिए मानदंड प्रदान करते हैं। पिटहेड और गैर-पिटहेड संयंत्रों के लिए एक समान मानदंड अपनाने और क्रिटिकल और सुपर क्रिटिकल कोयला स्टॉक वाले संयंत्रों की श्रेणी को समाप्त करने का निर्णय लिया गया है।

संशोधित मानदंडों के अनुसार अनिवार्य कोयला स्टॉक के 25% से कम स्टॉक वाले संयंत्रों की पहचान महत्वपूर्ण कोयला स्टॉक के रूप में की जा रही है।

2017-18 से वित्तीय वर्ष के अंतिम दिन और 31.03.2022 तक विद्युत संयंत्रों में उपलब्ध कोयले के स्टॉक का विवरण प्रदर्शनी 7.1 में दिया गया है

प्रदर्शनी 7.1



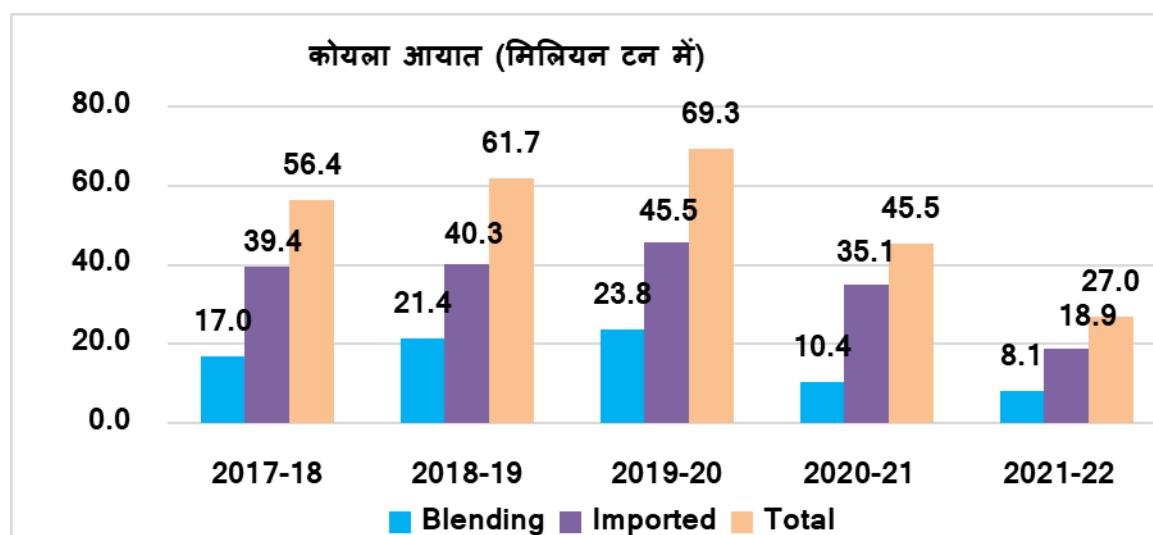
7.1.5 कोयले का आयात

तालिका 7.3

विद्युत यूटिलिटीज द्वारा आयातित कोयले का विवरण

वर्ष	आयातित कोयला आधारित संयंत्रों की आवश्यकता (एमटी)	कोयला आयात के लिए		
		सम्मिश्रण (एमटी)	आयातित आधारित विद्युत संयंत्र (एमटी)	कुल (एमटी)
2017-18	46.0	17.0	39.4	56.4
2018-19	46.0	21.4	40.3	61.7
2019-20	47.0	23.8	45.5	69.2
2020-21	45.0	10.4	35.1	45.5
2021-22	45.3	8.1	18.9	27.0

प्रदर्शनी 7.2



7.1.5.1 आयात प्रतिस्थापन:-

- i. विद्युत कंपनियां अपनी लागत की आर्थिक स्थिति को देखते हुए कोयले का आयात करती रही हैं। 2020-21 के दौरान, स्वदेशी कोयले की बढ़ती उपलब्धता के साथ, भारत सरकार ने विद्युत संयंत्रों को स्वदेशी कोयले के साथ सम्मिश्रण के लिए उपयोग किए जाने वाले आयातित कोयले को प्रतिस्थापित करने के लिए सर्वोत्तम प्रयास करने की सलाह दी। सभी हितधारकों के ठोस प्रयासों के साथ, अर्थात् विद्युत मंत्रालय, केविप्रा, कोयला मंत्रालय, कोयला कंपनियों, विद्युत संयंत्रों आदि, ब्लेंडिंग उद्देश्य के लिए आयातित कोयले में 2019-20 की तुलना में 2020-21 में लगभग 56% की कमी आई है। सीआईएल ने नोटिस सं. 178 दिनांक 06.05.2020 के माध्यम से विद्युत संयंत्रों के लिए सीआईएल सहायक कंपनियों के पास कोयले की पर्याप्त उपलब्धता को देखते हुए आयात प्रतिस्थापन के तहत टीपीपी को कोयले की पेशकश करने के निर्णय की सूचना दी थी। इसके बाद, सीआईएल ने पत्र दिनांक 13.04.2021 के माध्यम से वित्त वर्ष 2021-22 के लिए भी आयात प्रतिस्थापन तंत्र के तहत विद्युत संयंत्रों को कोयले की आपूर्ति जारी रखने के निर्णय की सूचना दी।

तदनुसार, सीआईएल ने दिनांक 23.04.2021 के पत्र द्वारा आयात प्रतिस्थापन के बदले लगभग 17 एमटी स्वदेशी कोयले की पेशकश की थी।

- ii. हालांकि, वित्त वर्ष 2021-22 की दूसरी तिमाही के दौरान, मानसून में टीपीपी को कोयले की आपूर्ति में बाधाओं और सीआईएल खानों द्वारा कम उत्पादन के कारण, टीपीपी के पास उपलब्ध कोयले का स्टॉक कम हो गया। इसके अलावा, कोयला कंपनियों ने एफएसए के तहत अपने संबद्ध विद्युत संयंत्रों और क्रिटिकल/सुपरक्रिटिकल कोयला स्टॉक वाले संयंत्रों को कोयले की आपूर्ति को प्राथमिकता दी। चूंकि कोयले की पेशकश आयात प्रतिस्थापन के तहत जैसा है जहां के आधार पर की जाती है, टीपीपी को कोयले की आपूर्ति प्रभावित हुई थी।
- iii. 2021-22 के दौरान टीपीपी में कम कोयले के स्टॉक और स्वदेशी स्रोतों से आपूर्ति पैटर्न को ध्यान में रखते हुए, विद्युत मंत्रालय ने पत्र संख्या एफयू-21/2020-एफएससी सीएन:253974 दिनांक 28.04.2022 के माध्यम से सम्मिश्रण के उद्देश्य के लिए 2022-23 की अवधि के लिए कोयले के आयात के संबंध में एक सलाह जारी की है। एडवाइजरी के अनुसार, 2022-23 के दौरान सम्मिश्रण के उद्देश्य से आयातित कोयले की आवश्यकता राज्य जेनकोस और आईपीपी के लिए 85% उपलब्धता पर कोयले की आवश्यकता के 10% होने का अनुमान लगाया गया है। वित्त वर्ष 2022-23 में सम्मिश्रण के लिए क्रमशः एनटीपीसी और डीवीसी को 20 मिलियन टन (एमटी) और 3 मीट्रिक टन आयात करने की सलाह दी गई है। वित्तीय वर्ष 2022-23 में ब्लेंडिंग के लिए स्टेट जेनकोस और आईपीपी डीवीसी को क्रमशः 22.1 मिलियन टन (एमटी) और 15.9 एमटी आयात करने की सलाह दी गई है।

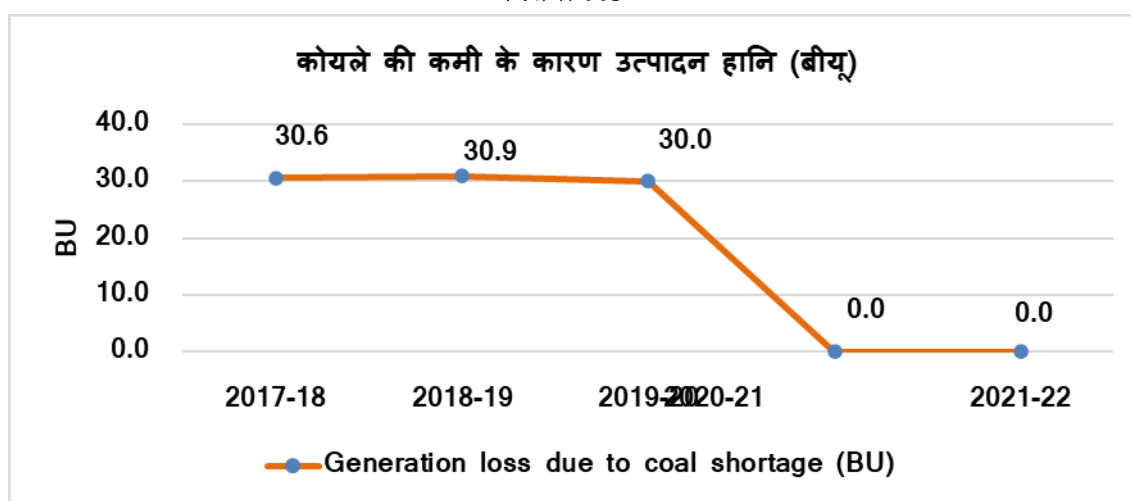
7.1.6 कोयले की कमी के कारण उत्पादन हानि

2017-18 से 2020-21 और 2021-22 के दौरान विद्युत कंपनियां द्वारा रिपोर्ट की गई कोयले की कमी के कारण उत्पादन का नुकसान तालिका 7.4 और प्रदर्शनी 7.3 में दिया गया है।

तालिका 7.4**कोयले की कमी के कारण उत्पादन हानि**

वर्ष	कोयले की कमी के कारण उत्पादन हानि
2017-18	30.6
2018-19	30.9
2019-20	30.0
2020-21	0.0
2021-22	0.0

प्रदर्शनी 7.3



7.2 कोयले की मांग और आपूर्ति

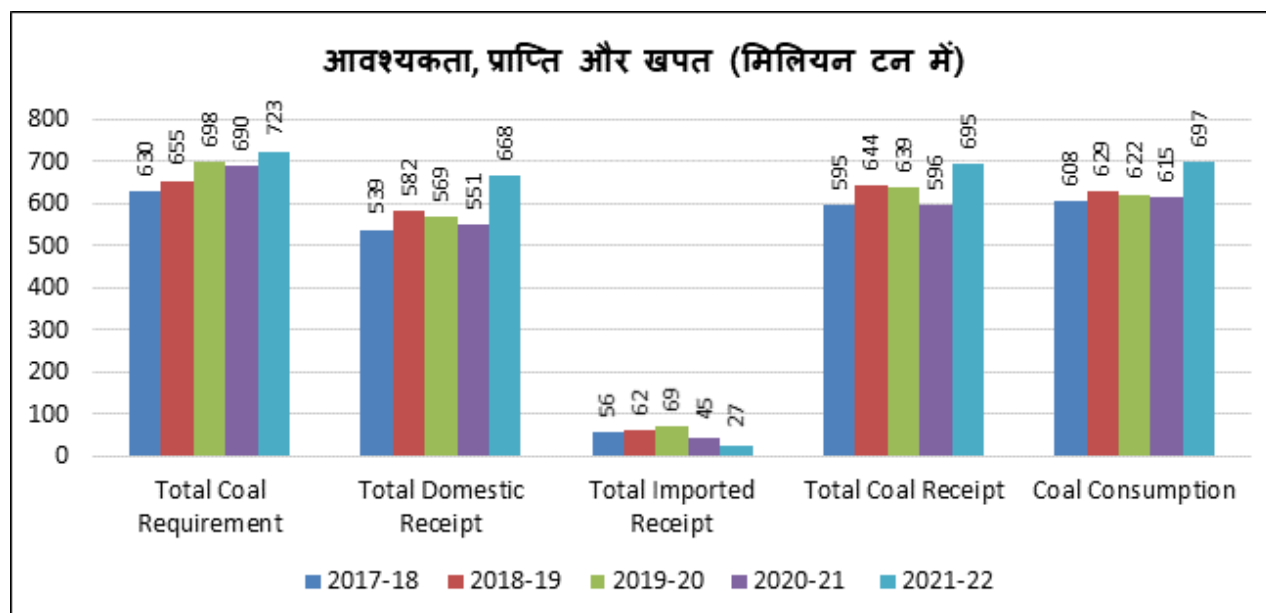
7.2.1 अनुमानित कोयले की आवश्यकता, स्रोत-वार वास्तविक प्राप्ति और 2017-18 से कोयला की खपत तालिका 7.5 और प्रदर्शनी 7.4 में दी गई है।

तालिका 7.5

अनुमानित आवश्यकता , प्राप्ति और खपत

स्रोत	2017-18	2018-19	2019-20	2020-21	2021-22
आवश्यकता (मिलियन टन)					
स्वदेशी कोयले की आवश्यकता	584	609	651	645	678
आयातित कोयले की आवश्यकता	46	46	47	45	45
कुल कोयले की आवश्यकता	630	655	698	690	723
वास्तविक प्राप्ति (मिलियन टन)					
सीआईएल रसीद	416.0	457.4	438.5	422.5	501.5
एससीसीएल रसीद	52.1	55.9	54.3	43.2	55.9
कैप्टिव	31.6	40.1	43.5	50.1	71.0
ई-नीलामी	39.0	28.7	33.1	35.0	39.3
कुल स्वदेशी रसीद	538.6	582.1	569.5	550.8	667.6
आयातित (सम्मिश्रण)	17.0	21.4	23.8	10.4	8.1
आयातित (आयातित कोयला संयंत्र)	39.4	40.3	45.5	35.1	18.9
कुल आयातित रसीद	56.4	61.7	69.2	45.5	27.0
कुल कोयला प्राप्ति	595.0	643.7	638.7	596.3	694.6
खपत (मिलियन टन)					
स्वदेशी कोयला आधारित संयंत्र	568.1	588.4	577.3	579.1	678.8
आयातित कोयला आधारित संयंत्र	39.9	40.5	44.9	36.3	18.5
कुल कोयले की खपत (स्वदेशी + आयातित)	608	628.9	622.2	615.4	697.3

प्रदर्शनी 7.4



7.2.2 2020-21 और 2021-22 के दौरान कोयले की आपूर्ति की स्थिति की तुलना:

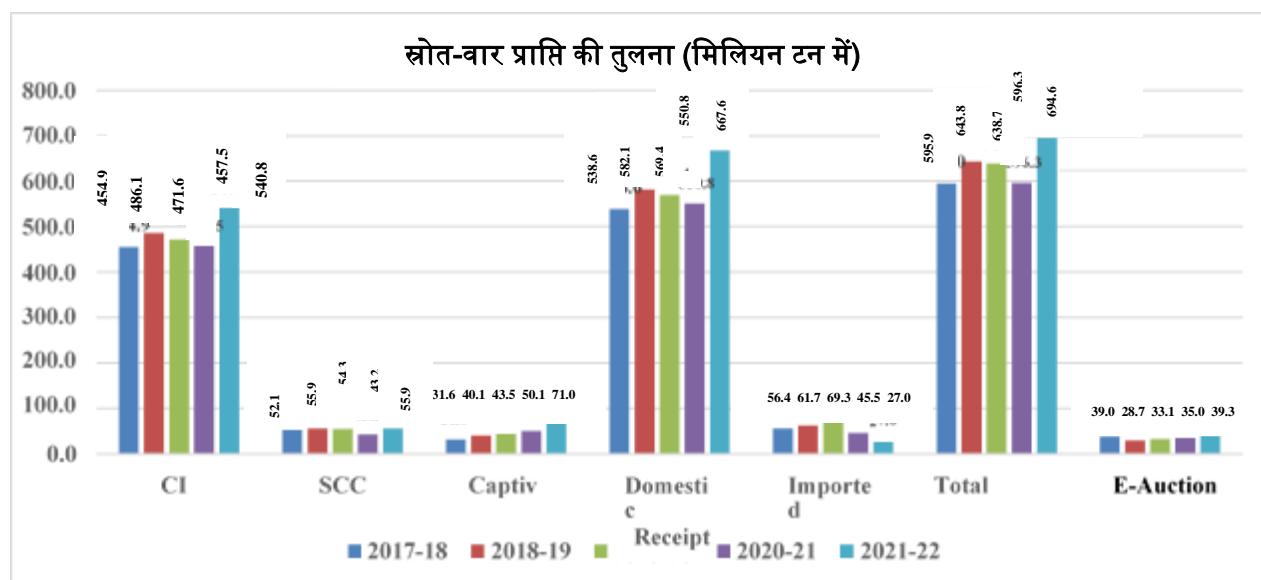
2020-21 और 2021-22 के दौरान स्रोत-वार कार्यक्रम और विद्युत संयंत्रों द्वारा कोयले की प्राप्ति का विवरण तालिका 7.6 और प्रदर्शनी 7.5 में दिया गया है।

तालिका 7.6

स्रोत-वार कार्यक्रम और कोयले की प्राप्ति

अवधि	2020-21			2021-22		
स्रोत	कार्यक्रम	प्राप्ति	कार्यक्रम का %	कार्यक्रम	प्राप्ति	कार्यक्रम का %
कोल इंडिया	526.0	457.5 (*)	87.0%	548.0	540.8(*)	98.7%
एससीसीएल	55.0	43.2	78.5%	56.0	55.9	99.8%
बंदी	63.0	50.1	79.5%	74.0	71.0	95.9%
कुल (स्वदेशी) (ए)	644.0	550.8	85.5%	678.0	667.6	98.5%
ई-नीलामी	-	35.0	-	-	39.3	-
आयात (सम्मिश्रण)	-	10.4	-	-	8.1	-
आयात (आयातित कोयला आधारित)	45.0	35.1	78.1%	45.0	18.9	42.0%
कुल (आयात) (बी)	45.0	45.5	101.2%	45.0	27.0	60.0%
कुल (ए+बी)	689.0	596.3	86.6%	723.0	694.6	96.1%

प्रदर्शनी 7.5



7.2.3 वर्ष 2022-23 के दौरान कोयले की मांग और उपलब्धता की स्थिति

वर्ष 2022-23 के लिए, केविप्रा द्वारा 1080 बीयू के कोयला आधारित सकल उत्पादन कार्यक्रम का अनुमान लगाया गया है। उत्पादन कार्यक्रम के आधार पर कुल 788.5 मीट्रिक टन कोयले की आवश्यकता का अनुमान लगाया गया है। वर्ष 2022-23 के दौरान संभावित कोयले की उपलब्धता की तुलना में कोयले की आवश्यकता का विवरण तालिका 7.7 में दिया गया है।

तालिका 7.7

वर्ष 2022-23 के लिए कोयले की आवश्यकता और संभावित उपलब्धता

क्र.सं.	विवरण	यूनिट	2022-23
1	कोयला आधारित उत्पादन		
1.1	2022-23 के दौरान सकल कोयला आधारित उत्पादन कार्यक्रम	बीयू	1080
2	कोयले की आवश्यकता		
2.1	स्वदेशी कोयले पर डिजाइन किए गए संयंत्रों के लिए	एमटी	759.9
2.2	आयातित कोयले पर डिजाइन किए गए संयंत्रों के लिए	एमटी	28.6
2.3	कुल कोयले की आवश्यकता	एमटी	788.5
3	स्वदेशी स्रोतों से कोयले की उपलब्धता		
3.1	सीआईएल से	एमटी	565
3.2	एससीसीएल से	एमटी	57
3.3	कैप्टिव खानों से	एमटी	113
3.4	कुल स्वदेशी कोयले की उपलब्धता	एमटी	735
3.5	स्वदेशी कोयले की उपलब्धता में कमी	एमटी	25
3.6	सम्मिश्रण के लिए आयातित कोयले की आवश्यकता	एमटी	17

इस प्रकार उपरोक्त से यह देखा गया है कि स्वदेशी कोयले पर विद्युत संयंत्र स्वदेशी स्रोतों से कोयले की अपनी आवश्यकता को पूरा नहीं कर सकते हैं और सम्मिश्रण के लिए कोयले के आयात की आवश्यकता हो सकती है।

7.2.4 वर्ष 2026-27 और 2031-32 के दौरान कोयले की मांग और उपलब्धता की स्थिति

विकास दर और पावर फोर ऑल मेक इन इंडिया पहल के लिए विद्युत, डीएसएम और सरकार द्वारा उपाय किए गए विभिन्न दक्षता सुधार के कारण विद्युत ऊर्जा की आवश्यकता में वृद्धि पर विचार करते हुए राज्यों/केंद्र शासित प्रदेशों की विद्युत की आवश्यकता का आकलन करने के लिए केविप्रा में प्रारंभिक प्रयोग किया गया है। तदनुसार, अखिल भारतीय आधार पर कुल विद्युत आवश्यकता का आकलन किया गया है।

संभावित नवीकरणीय ऊर्जा स्रोत (आरईएस) क्षमता वृद्धि के साथ, कोयला आधारित उत्पादन का अनुमान लगाया गया है और तदनुसार अनंतिम कोयले की आवश्यकता परिकलित किया गया है। कोयला आधारित विद्युत संयंत्रों से अनुमानित उत्पादन 2026-27 के दौरान लगभग 1174.63 बीयू और 2031-32 के दौरान लगभग 1306.65 बीयू होने की उम्मीद है। हालांकि, वीआरई नाभिकीय, जलविद्युत उत्पादन से जुड़ी अनिश्चितता के मद्देनजर, वर्ष 2026-27 और 2031-32 के लिए कोयले की आवश्यकता को अनिश्चितता के कारण जलविद्युत, नाभिकीय और वीआरई उत्पादन में 20% की कमी मानते हुए परिकलित किया गया है। इसकी भरपाई कोयला आधारित उत्पादन से की जानी है। तदनुसार वर्ष 2026-27 और 2031-32 के लिए कोयले की आवश्यकता का विवरण तैयार किया गया है और विवरण तालिका 7.8 में दिया गया है।

तालिका 7.8

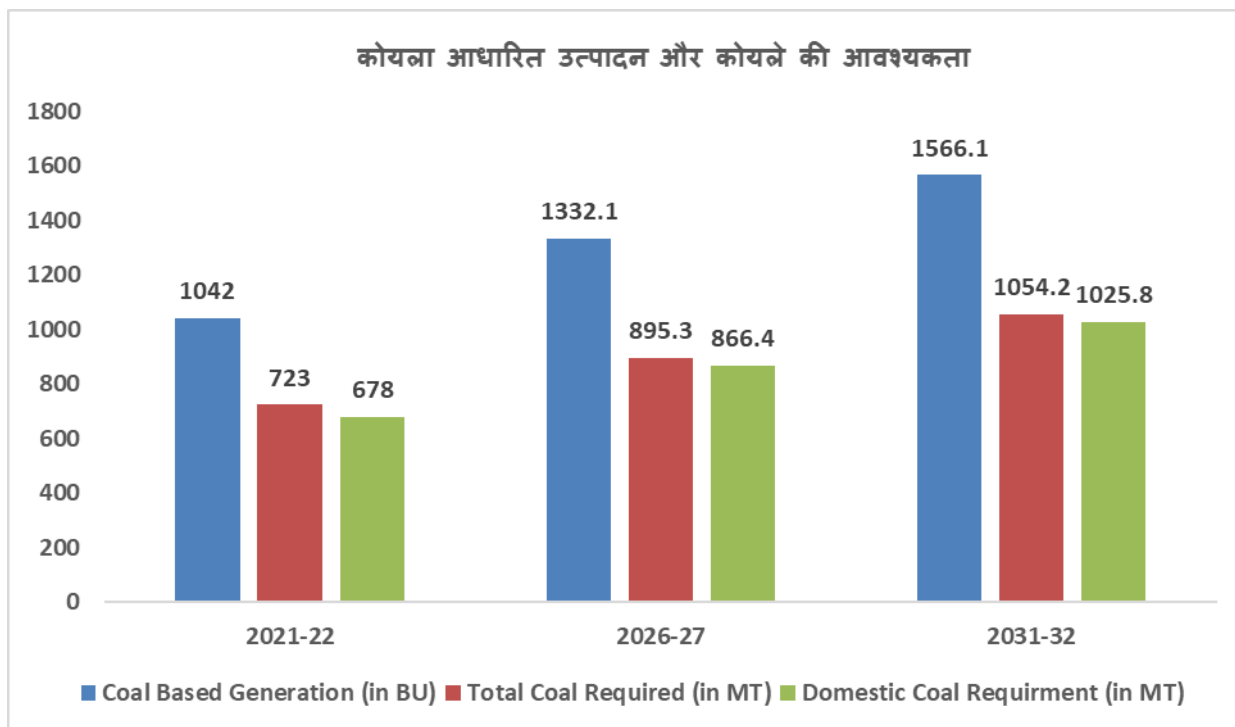
वर्ष 2026-27 और 2031-32 के दौरान कोयले की आवश्यकता

क्र.सं	कोयले की आवश्यकता गणना	यूनिट	2026-27	2031-32
1	कोयला आधारित उत्पादन (सकल)	बीयू	1174.63	1306.65
2	जल विद्युत आधारित उत्पादन (सकल) (बड़े और छोटे हाइड्रो + हाइड्रो आयात)	बीयू	216.76	255.74
3	नाभिकीय आधारित उत्पादन (सकल)	बीयू	77.91	117.55
4	पवन उत्पादन (सकल)	बीयू	153.49	258.14
5	सौर उत्पादन (सकल)	बीयू	339.32	665.64
6	कुल वीआरई (सौर और पवन) + जलविद्युत + नाभिकीय उत्पादन (सकल)	बीयू	787.48	1297.08
7	अनिश्चितता के कारण जलविद्युत, नाभिकीय और वीआरई उत्पादन में 20% की कमी	बीयू	157.50	259.42
8	कुल कोयला आधारित उत्पादन (क्रमांक 1+क्रमांक 8)	बीयू	1332.12	1566.07
9	कोयले की आवश्यकता	एमटी	895.3	1054.2
10	आयातित कोयले की आवश्यकता	एमटी	28.9	28.9
11	स्वदेशी कोयले की आवश्यकता	एमटी	866.4	1025.8

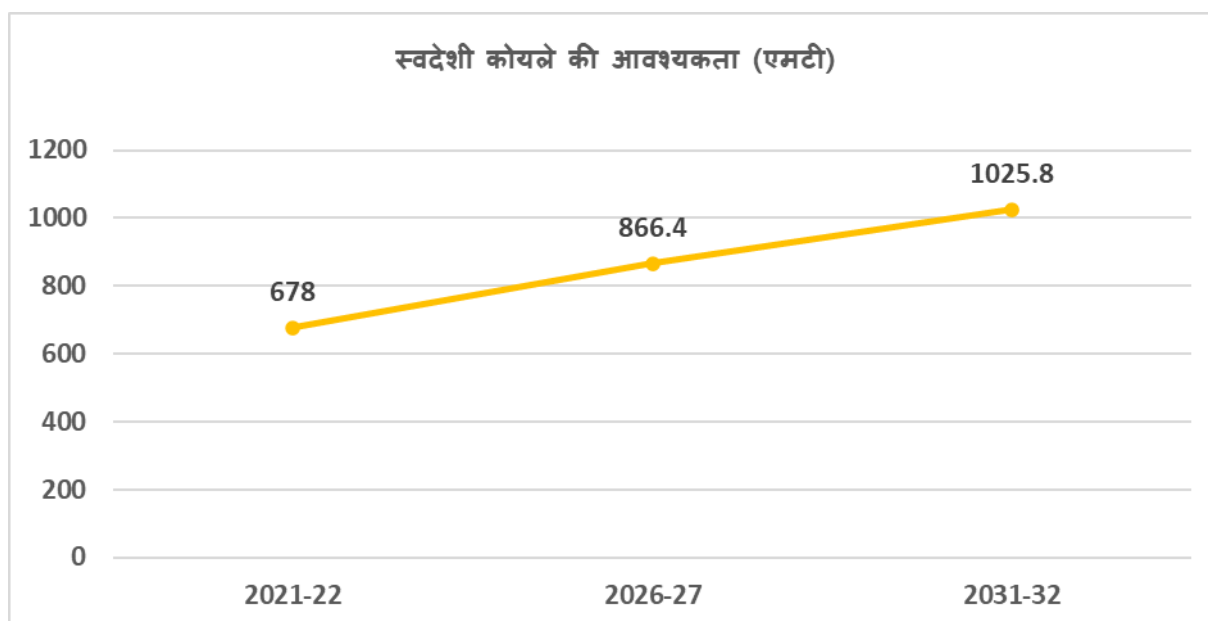
कोयले की उपलब्धता बढ़ाने हेतु स्वदेशी कोयले का उत्पादन बढ़ाने के लिए कोल इंडिया लिमिटेड द्वारा बहुआयामी प्रयास किए जा रहे हैं। वर्ष 2023-24 तक कोयला उत्पादन स्तर को 1 बिलियन टन (बीटी) तक बढ़ाने के लिए सीआईएल द्वारा एक रोड मैप तैयार किया गया है। इस कार्यक्रम से 2026-27 और 2031-32 के दौरान विद्युत संयंत्रों के लिए कोयले की उपलब्धता में कोई कमी नहीं होगी। इसके अलावा, विद्युत कंपनियों को आवंटित कैप्टिव कोयला

ब्लॉकों से कोयला उत्पादन भी स्वदेशी कोयले की उपलब्धता को पूरा करेगा। सरकार ने वाणिज्यिक खनन की भी अनुमति दी है और बोली लगाने वालों को नीलामी के माध्यम से खदानों का आवंटन पहले ही कर दिया गया है। इससे विद्युत कंपनियों को स्वदेशी कोयले की आपूर्ति में और मदद मिलेगी। 2021-22, 2026-27 और 2031-32 के दौरान संभावित कोयला आधारित उत्पादन और कोयले की आवश्यकता को प्रदर्शनी 7.6 और प्रदर्शनी 7.7 में दिखाया गया है।

प्रदर्शनी 7.6



प्रदर्शनी 7.7



7.3 विद्युत स्टेशनों को कोयला उपलब्ध कराने में समस्याएँ/बाधाएँ

विद्युत संयंत्रों से अधिकतम उत्पादन के लिए पर्याप्त कोयले की समय पर उपलब्धता अत्यंत महत्वपूर्ण है। ईंधन स्रोत का दोहन करने या इसकी उपलब्धता को व्यवस्थित करने के अलावा, ईंधन को इच्छित गंतव्य तक पहुँचाने के लिए बुनियादी

ढाँचे का निर्माण करना भी आवश्यक है। इसलिए, परियोजनाओं के पूरा होने के अनुरूप खानों/बंदरगाहों और आवश्यक परिवहन सुविधाओं का विकास बहुत आवश्यक है। कुछ मामलों में खानों के विकास और यहां तक कि परिवहन सुविधाओं की निर्माण अवधि ताप विद्युत स्टेशनों की स्थापना की निर्माण अवधि से भी लंबी होती है। इसलिए, विद्युत क्षेत्र के लिए यह अनिवार्य है कि वह थर्मल पावर स्टेशनों के आने के साथ कोयले की खानों और परिवहन अवसंरचना के समन्वित विकास को शुरू करने में सक्षम बनाने के लिए कोयला मंत्रालय, रेलवे और बंदरगाह प्राधिकरणों को लंबे समय तक अपनी संभावित कोयले की आवश्यकता के बारे में बताए।

हालांकि, ढांचागत बाधाओं आदि के कारण विद्युत संयंत्रों को कोयले की आपूर्ति के मुद्दे को हल करने के लिए कोयला मंत्रालय में एक अंतर-मंत्रालयी उप समूह है। ढांचागत बाधा समीक्षा समिति द्वारा गठित अंतर मंत्रालयी उपसमूह संयुक्त सचिव, कोयला मंत्रालय की अध्यक्षता में है जिसमें रेल मंत्रालय, विद्युत मंत्रालय, नौवहन मंत्रालय, नीति आयोग, केविप्रा, कोल इंडिया लिमिटेड और एनटीपीसी लिमिटेड के प्रतिनिधि शामिल हैं। उपसमूह विद्युत संयंत्रों को कोयले की पर्याप्त आपूर्ति के लिए दैनिक आधार पर कोयले की आपूर्ति और संबंधित ढांचागत बाधाओं की समीक्षा और निगरानी करता है।

7.4 विद्युत संयंत्रों को कोयले की आपूर्ति से संबंधित मुद्दों के समाधान के लिए सरकार द्वारा की गई नई पहल

7.4.1 कोयला लिंकेजों का युक्तिकरण/अदला-बदली

क. राज्य/केंद्रीय जेनकोस के लिए (एक नए अंतर-मंत्रालयी कार्यबल का गठन - आईएमटीएफ)

- i. कोयले के मौजूदा स्रोतों की व्यापक समीक्षा करने और कोयले की ढुलाई की लागत का अनुकूलन करने के लिए और इन स्रोतों के युक्तिकरण की व्यवहार्यता पर विचार करने के लिए कोयला मंत्रालय द्वारा जून, 2014 में एक नए अंतर-मंत्रालयी कार्यबल (आईएमटीएफ) का गठन किया गया था। सीआईएल ने अनुकूलन प्रयोग में कार्यबल की सहायता के लिए मैसर्स केपीएमजी एंडवाइजरी सर्विसेज प्राइवेट लिमिटेड को भी नियुक्त किया।
- ii. नए अंतर-मंत्रालयी कार्यबल (आईएमटीएफ) ने कार्यान्वयन के लिए तीन-चरणीय दृष्टिकोण की सिफारिश की थी। अन्य बातों के साथ-साथ सिफारिशों में दूरियों को अनुकूलित करने और कोयले के अधिकतम प्रेषण के लिए विभिन्न कोयला कंपनियों के बीच लिंकेज कोयले की अदला-बदली करके चरण-I में 19 विद्युत कंपनियों के लिए लिंकेज स्रोतों का युक्तिकरण शामिल था। आईएमटीएफ की सिफारिशों के कार्यान्वयन की स्थिति के अनुसार, कोल इंडिया लिमिटेड ने चरण-I युक्तिकरण के संबंध में 17 विद्युत संयंत्रों के साथ संशोधित ईंधन आपूर्ति समझौते (एफएसए) को निष्पादित किया। इसके परिणामस्वरूप 24.6 एमटी कोयले के संचलन को युक्तिसंगत बनाया गया जिससे लगभग रु. 913 करोड़ की संभावित वार्षिक बचत हुई।
- iii. टास्क फोर्स ने चरण- II में विद्युत कंपनियों के बीच 6 स्वेप सेटों के युक्तिकरण की सिफारिश की, जिसमें केंद्र/राज्य/निजी क्षेत्र में 11 विद्युत कंपनियों को शामिल करने वाले 6 राज्यों के बीच 'आयातित कोयले और स्वदेशी कोयले' और 'विभिन्न विद्युत स्टेशनों के स्वदेशी कोयले' के बीच कोयले की अदला-बदली की परिकल्पना की गई थी। भाग लेने वाली कंपनियों में 19 अदला-बदली की परिकल्पना की गई थी। इन अदला-बदली में से केवल 6 अदला-बदली (952 करोड़ की बचत) को लागू करने पर सहमति बनी थी। हालांकि, पिट हेड विद्युत संयंत्र के लिए कोयले की बेहतर उपलब्धता के साथ, पिट हेड प्लांट्स के लिए स्वदेशी कोयले के साथ आयातित कोयले की अदला-बदली के लिए अदला-बदली की सहमती संभव नहीं थी। हालांकि, 1.3 एमटी कोयले के युक्तिकरण के संचलन और परिवहन लागत के 458 करोड़ रुपये की संभावित वार्षिक बचत के लिए स्वेप का केवल एक सेट लागू किया गया है।
- iv. आईएमटीएफ की सिफारिशों के चरण-I और चरण-II के कार्यान्वयन के साथ, 25.9 मीट्रिक टन कोयले के संचलन को युक्तिसंगत बनाया गया है।

ख. आईपीपी के लिए

- i. कोयला मंत्रालय ने दिनांक 18 जुलाई, 2017 के कार्यालय ज्ञापन द्वारा स्वतंत्र विद्युत उत्पादकों (आईपीपी) के लिंकेज को युक्तिसंगत बनाने के लिए एक नए "अंतर मंत्रालयी कार्य बल (आईएमटीएफ)" का गठन किया। आईएमटीएफ का गठन अतिरिक्त सचिव, कोयला मंत्रालय की अध्यक्षता में किया गया था, जिसमें कोयला मंत्रालय, विद्युत मंत्रालय, रेल मंत्रालय, जहाजरानी मंत्रालय, केविप्रा, सीआईएल और एससीसीएल के सदस्य शामिल थे।

- ii. आईएमटीएफ के संदर्भ की शर्तें लिंकेज वाले आईपीपी के मौजूदा कोयला स्रोतों की व्यापक समीक्षा करना था और विभिन्न तकनीकी बाधाओं को देखते हुए परिवहन लागत को अनुकूलित करने की दृष्टि से इन स्रोतों के युक्तिकरण की व्यवहार्यता पर विचार करना था। उपार्जित लाभ एक वस्तुनिष्ठ और पारदर्शी तरीके से डिस्कॉम/उपभोक्ताओं को दिए जाएंगे।
- iii. आईएमटीएफ की सिफारिश के आधार पर, कोयला मंत्रालय ने दिनांक 15.05.2018 के पत्र द्वारा आईपीपी के लिए लिंकेज युक्तिकरण के लिए कार्यप्रणाली जारी की। कार्यप्रणाली का सारांश निम्नानुसार है:
 - क. कार्यप्रणाली का मूल उद्देश्य परिवहन लागत और कोयले की लागत में कमी के कारण कोयले की उतराई लागत को कम करना है। कोयले की उतराई कीमत कम होने से बचत होगी, जो विद्युत उत्पादन की लागत में परिलक्षित होगी, और ये बचत एक पारदर्शी और निष्पक्ष कार्यविधि के माध्यम से विद्युत के खरीदारों को दी जाएगी।
 - ख. उस दूरी को कम करें जिससे कोयले का परिवहन किया जाता है, इस प्रकार, अन्य क्षेत्रों के लिए लाभकारी उपयोग के लिए रेलवे के बुनियादी ढांचे को आसान बनाना है।
 - ग. कार्यप्रणाली में केवल आवंटन मार्ग के माध्यम से प्राप्त लिंकेज वाले आईपीपी के लिए युक्तिकरण पर विचार किया गया है। नीलामी प्रक्रिया के माध्यम से प्राप्त किए गए लिंकेज वाले आईपीपी इस योजना के तहत युक्तिकरण के पात्र नहीं हैं।

स्थिति:

- i. सीआईएल द्वारा 28.08.2018 को शुरू किए गए आईपीपी के लिए लिंकेज युक्तिकरण के पहले दौर में, बजाज एनर्जी लिमिटेड (5 संयंत्र) के लिंकेज को 11 मार्च, 2019 को हुई बैठक में सीआईएल, एससीसीएल, केविप्रा और रेलवे के सदस्यों वाली शीर्ष समिति द्वारा लिए गए निर्णय के अनुसार 1.605 मीट्रिक टन की मात्रा के लिए युक्तिसंगत बनाया गया है।
- ii. सीआईएल द्वारा 25.08.2020 को शुरू किए गए आईपी के लिए लिंकेज युक्तिकरण के दूसरे दौर में, सात आईपी (तलवंडी साबो पावर लिमिटेड, नाभा पावर लिमिटेड, झज्जर पावर लिमिटेड, बजाज पावर, झाबुआ पावर लिमिटेड, मैथन पावर लिमिटेड) का लिंकेज और धारीवाल इन्फ्रास्ट्रक्चर लिमिटेड) युक्तिकरण के लिए सहमत हो गए हैं। नाभा पावर लिमिटेड ने पहले ही 14.06.2021 को सर्वोच्च समिति के निर्णय के आधार पर दिसंबर 21 में तर्कसंगत स्रोत (नॉर्दर्न कोलफील्ड्स लिमिटेड) पर एफएसए पर हस्ताक्षर कर दिए हैं।

7.4.2 थर्ड पार्टी सैंपलिंग

- i. विद्युत संयंत्रों को आपूर्ति किए गए कोयले की गुणवत्ता की चिंता को दूर करने के लिए, दिनांक 28.10.2015 की बैठक में यह निर्णय लिया गया कि कोयले के नमूने एकत्र किए जाएंगे और विद्युत कंपनियों और कोयला कंपनियों द्वारा नियुक्त एकल तृतीय-पक्ष एजेंसी द्वारा तैयार किए जाएंगे। तदनुसार, विद्युत मंत्रालय और कोयला मंत्रालय द्वारा यह निर्णय लिया गया कि विद्युत कंपनियां लोडिंग-एंड के साथ-साथ अनलोडिंग एंड पर थर्ड पार्टी सैंपलिंग और कोयले के विश्लेषण के लिए थर्ड-पार्टी सैंपलर (सीआईएमएफआर) नियुक्त करेंगी। सीआईएमएफआर द्वारा प्रस्तुत थर्ड-पार्टी सैंपलिंग विश्लेषण परिणामों के आधार पर, कोयले के घोषित ग्रेड और कोयले के विश्लेषण किए गए ग्रेड के बीच अंतर के मामले में कोयला कंपनियों द्वारा विद्युत संयंत्रों को क्रेडिट/डेबिट नोट जारी किए जा रहे हैं।
- ii. सीआईएमएफआर द्वारा लोडिंग और अनलोडिंग सिरों पर थर्ड पार्टी सैंपलिंग शुरू की गई है, जिसके परिणामस्वरूप ईसीआर कम हुआ है, इस प्रकार विद्युत के अंतिम उपभोक्ताओं को लाभ हुआ है।
- iii. इसके बाद, विद्युत मंत्रालय ने दिनांक 30.03.2021 के पत्र द्वारा इस निर्णय से अवगत कराया कि विद्युत वित्त निगम (पीफसी) सीआईएमएफआर के अलावा, पावर सेक्टर के लिए थर्ड पार्टी सैंपलिंग (टीपीएस) एजेंसियों को सूचीबद्ध करेगा, और उपभोक्ता सूचीबद्ध एजेंसियों में से किसी की भी सेखा लेने के लिए स्वतंत्र होंगे। एजेंसी के पैनल में शामिल होने के संदर्भ की शर्तें निम्नलिखित व्यापक दिशानिर्देशों के साथ तैयार की जानी थीं:

क. कई एजेंसियां उपलब्ध होनी चाहिए।

- ख. अपीलीय/रेफरी प्रावधान के साथ केवल लोडिंग सिरे पर सैंपलिंग।
- ग. पैनलबद्ध एजेंसियों से सेवाएं लेने का विकल्प कोयला क्रेता का होगा
- घ. प्रणाली के कामकाज की समीक्षा करने के लिए कार्यविधि की समीक्षा करें।
- iv. विद्युत मंत्रालय ने, केविप्रा सहित हितधारकों के साथ परामर्श के बाद, टीपीएस के पैनल के लिए संदर्भ की शर्तों को अंतिम रूप दिया, जिसे आगे की आवश्यक कार्रवाई करने के लिए 17.08.2021 को पीफसी को भेज दिया गया था।
- v. पीएफसी ने एक फर्म (मैसर्स मित्रा एस्के प्राइवेट लिमिटेड) को 'थर्ड पार्टी सैंपलिंग एजेंसी (टीपीएस)' के रूप में विद्युत क्षेत्र के लिए अपीलीय/रेफरी प्रावधान के साथ लोडिंग छोर पर कोयले के नमूनों के संग्रह, तैयारी और विश्लेषण के लिए सूचीबद्ध किया है।

7.4.3 स्वदेशी कोयले के उपयोग में लचीलापन

- i. सरकार ने 04.05.2016 को विद्युत उत्पादन की लागत को कम करने के लिए विद्युत उत्पादन स्टेशनों के बीच स्वदेशी कोयले के उपयोग में लचीलेपन की अनुमति देने के प्रस्ताव को मंजूरी दे दी। योजना के तहत, ईंधन आपूर्ति समझौते के अनुसार प्रत्येक कोयला लिकेज की वार्षिक अनुबंधित मात्रा (एसीक्यू) को प्रत्येक राज्य और कंपनी के लिए अलग-अलग उत्पादन स्टेशन के बजाय केंद्रीय उत्पादन स्टेशनों के लिए समेकित एसीक्यू के रूप में एकत्र किया जाना है। राज्य/केंद्रीय जेनकोस के पास अपने स्वयं के विद्युत संयंत्रों में सबसे कुशल और लागत प्रभावी तरीके से अपने कोयले का उपयोग करने के साथ-साथ अन्य राज्य/केंद्रीय जेनकोस पावर प्लांटों को सस्ती विद्युत के उत्पादन के लिए कोयले का हस्तांतरण करने की छूट है। कार्यप्रणाली 4 मामलों वाले राज्य / केंद्रीय उत्पादन स्टेशनों के बीच कोयले का उपयोग करने के लिए प्रदान करती है- i) राज्य के भीतर ii) एक राज्य से दूसरे राज्य में iii) एक राज्य से सीजीएस और इसके विपरीत और iv) सीजीएस और अन्य सीजीएस के भीतर। इस संबंध में कार्यप्रणाली केविप्रा द्वारा 08.06.2016 को जारी की गई है।
- ii. इसके अलावा, एक राज्य द्वारा स्वतंत्र विद्युत उत्पादक (आईपीपी) उत्पादन स्टेशनों को हस्तांतरित कोयले के उपयोग की पद्धति विद्युत मंत्रालय, भारत सरकार द्वारा 20.02.2017 को जारी की गई है। कार्यप्रणाली के अनुसार, राज्य अपने कोयले को डायवर्ट कर सकते हैं और आईपीपी जनरेटिंग स्टेशन से समतुल्य विद्युत ले सकते हैं, जिसे ई-बोली प्रक्रिया के माध्यम से चुना जाता है। कार्यप्रणाली का मार्गदर्शक सिद्धांत यह है कि राज्य की परिधि में आईपीपी उत्पादन केंद्र से विद्युत की उतराई लागत राज्य उत्पादन केंद्र की उत्पादन की परिवर्तनीय लागत से कम होनी चाहिए, जिसकी विद्युत को आईपीपी से उत्पादन द्वारा प्रतिस्थापित किया जाना है। विद्युत की उतराई लागत में पारेषण शुल्क और पारेषण हानि शामिल है।
- iii. प्राप्त अनुभव के आधार पर, विद्युत मंत्रालय ने दिनांक 15.06.2018 के पत्र के माध्यम से केस-4 के लिए कार्यप्रणाली में बोली सुरक्षा, प्रदर्शन सुरक्षा कोयला परिवहन मोड से संबंधित खंडों में संशोधन किया है। इसके बाद, विद्युत मंत्रालय ने दिनांक 25.10.2018 के पत्र द्वारा कोयले के मिलान के दौरान नमी सुधार की अनुमति देने वाली पद्धति में दूसरा संशोधन जारी किया है।

7.4.3.1 योजना की स्थिति/वर्तमान विकास:

- i. सभी राज्य/केंद्रीय जेनको ने अपने एसीक्यू के एकीकरण के लिए कोयला कंपनियों के साथ पूरक समझौते पर हस्ताक्षर किए हैं। सीआईएल, तिमाही आधार पर, राज्य/केंद्रीय जेनकोस के संयंत्रों को उनकी आवश्यकता के अनुसार उनके एसीक्यू के भीतर कोयले का आवंटन करती है।
- ii. केस-4 के लिए विद्युत मंत्रालय द्वारा 20.02.2017 को जारी कार्यप्रणाली के आधार पर, गुजरात ऊर्जा विकास निगम लिमिटेड (जीयूवीएनएल) और महाराष्ट्र स्टेट पावर जनरेशन कंपनी लिमिटेड (एमएसपीजीसीएल) ने इच्छुक आईपीपी से विद्युत की आपूर्ति के लिए बोलियां आमंत्रित कीं।
- iii. जीयूवीएनएल द्वारा आमंत्रित बोली के मामले में जीएमआर छत्तीसगढ़ एनर्जी लिमिटेड (जीसीईएल) सफल बोलीदाता के रूप में उभरा और उसे नवंबर 2017 से जून 2018 तक 8 महीने की अवधि के लिए 2.81 रुपये प्रति यूनिट के टैरिफ पर 500 मेगावाट के बराबर विद्युत लेने का अनुबंध दिया गया। हालांकि विद्युत आपूर्ति

जनवरी 2018 से शुरू हुई थी। बाद में जीयूवीएनएल द्वारा नवंबर, 2018 तक अनुबंध बढ़ाया गया। गुजरात ने फिर से बोलियां आमंत्रित कीं और जीसीईएल को 1000 मेगावाट की आपूर्ति के लिए रुपये 3.16 प्रति यूनिट के टैरिफ पर अनुबंध दिया। विद्युत खरीद समझौते (पीपीए) पर 21.12.2018 को हस्ताक्षर किए गए थे और अनुबंध की अवधि जून, 2019 तक थी। हालांकि, विद्युत की आपूर्ति जनवरी, 2019 से शुरू हुई थी और अनुबंध को दिसंबर, 2019 तक बढ़ा दिया गया था।

- iv. महाराष्ट्र ने 400 मेगावाट (185 मेगावाट धारीवाल इंफ्रास्ट्रक्चर लिमिटेड के साथ और 215 मेगावाट आइडियल एनर्जी प्रोजेक्ट्स लिमिटेड के साथ) 8 महीने की अवधि के लिए 2.76 प्रति यूनिट के टैरिफ पर करार किया है। धारीवाल इंफ्रास्ट्रक्चर लिमिटेड द्वारा अप्रैल 2018 से और बेला टीपीएस द्वारा मई 2018 से विद्युत की आपूर्ति शुरू की गई है। महाराष्ट्र ने फिर से नवंबर 2019 से अक्टूबर 2020 तक धारीवाल इंफ्रास्ट्रक्चर लिमिटेड के साथ 185 मेगावाट का करार किया।

7.5 लिग्नाइट

देश में लिग्नाइट के भंडार का अनुमान लगभग 40.9 बिलियन टन है, जिनमें से अधिकांश तमिलनाडु राज्य में पाया जाता है। लगभग 82% लिग्नाइट भंडार तमिलनाडु और पांडिचेरी राज्य में स्थित हैं। वर्तमान में लिग्नाइट के कुल भंडार का केवल एक छोटा प्रतिशत ही दोहन किया गया है। लिग्नाइट भंडार के दोहन और ताप विद्युत केंद्रों में लिग्नाइट के उपयोग के लिए लागत-अर्थव्यवस्था के अधीन, विशेष रूप से तमिलनाडु, राजस्थान और गुजरात राज्यों में इन क्षेत्रों में कोयले के परिवहन की सीमाओं के लिए काफी गुंजाइश है। लिग्नाइट संसाधनों का राज्यवार वितरण तालिका-7.9 में दर्शाया गया है।

तालिका-7.9
राज्यवार लिग्नाइट भंडार

राज्य	कुल (एमटी)
तमिलनाडु	33309.53
राजस्थान	4835.29
गुजरात	2722.05
जम्मू और कश्मीर	27.55
अन्य (केरल, पश्चिम बंगाल)	11.44
कुल	40905.86

2026-27 और 2031-32 के लिए अनुमानित लिग्नाइट उत्पादन तालिका 7.10 में दिखाया गया है।

तालिका-7.10
2026-27 और 2031-32 का प्रत्याशित लिग्नाइट उत्पादन

क्र.सं	विवरण	2026-27	2031-32
1.1	सकल लिग्नाइट आधारित उत्पादन (बीयू)	28.74	28.18

7.6 गैस आधारित विद्युत संयंत्र

7.6.1 प्रस्तावना

प्राकृतिक गैस अगली पीढ़ी का जीवाश्म ईंधन है जिसमें कोयले या तेल की तुलना में कम कार्बन डाइऑक्साइड प्रति जूल उत्सर्जन होता है और इसमें अन्य हाइड्रोकार्बन ईंधन की तुलना में बहुत कम प्रदूषक होते हैं। इसलिए, प्राकृतिक गैस अपने अंतर्निहित पर्यावरणीय सौम्य प्रकृति, आसान परिवहन क्षमता, उपयोग में आसानी, अधिक दक्षता और लागत प्रभावशीलता के कारण सबसे पसंदीदा ईंधन के रूप में उभरी है। देश में प्राकृतिक गैस उद्योग का विकास 1960 के दशक में असम और गुजरात में गैस क्षेत्रों की खोज के साथ शुरू हुआ। 1970 के दशक में ओएनजीसी द्वारा दक्षिण बेसिन क्षेत्रों की

खोज के बाद, प्राकृतिक गैस का महत्व बढ़ गया। भारत में अन्वेषण गतिविधियाँ पहले केवल राष्ट्रीय तेल कंपनियों (ओएनजीसी और ओआईएल) द्वारा नामांकन व्यवस्था के तहत की जाती थीं। बाद में निजी कंपनियों को पूर्व-एनईएलपी (नई अन्वेषण लाइसेंसिंग नीति) व्यवस्था के तहत राष्ट्रीय तेल कंपनियों (एनओसी) के साथ संयुक्त उद्यम के माध्यम से अन्वेषण में प्रवेश करने की अनुमति दी गई। इसके बाद, एनईएलपी शासन के तहत अन्वेषण में 100% विदेशी भागीदारी की अनुमति दी गई। बाद में गुजरात, कृष्णा गोदावरी (केजी) बेसिन, कावेरी बेसिन, त्रिपुरा, असम आदि में खोजें की गईं। इसके बाद मार्च, 2016 में एक समान लाइसेंसिंग प्रणाली के लिए हाइड्रोकार्बन अन्वेषण और लाइसेंसिंग नीति (एचईएलपी) शुरू की गई थी, जिसमें तेल, गैस, कोल बेड मीथेन आदि जैसे सभी हाइड्रोकार्बन को एक ही लाइसेंसिंग ढांचे के तहत खुले क्षेत्र नीति के साथ शामिल किया गया था।

वैश्विक स्तर पर पिछले दो दशकों में प्राकृतिक गैस की मांग तेजी से बढ़ी है। हालांकि, भारत में स्वदेशी गैस की आपूर्ति मांग के अनुरूप नहीं हो रही है और गैस आधारित विद्युत संयंत्र उप-इष्टतम पीएलएफ पर काम कर रहे हैं। विद्युत और उर्वरक उद्योग अपने संचालन, नीतिगत हस्तक्षेप और सामाजिक प्रभाव के पैमाने के कारण प्राकृतिक गैस के लिए प्रमुख मांग चालक के रूप में उभरे। भारत जैसी कृषि प्रधान अर्थव्यवस्था में प्राथमिकता उर्वरकों के उत्पादन की रही है।

7.6.2 पृष्ठभूमि

भारत में स्वदेशी स्रोतों से उत्पादित प्राकृतिक गैस को केंद्र सरकार द्वारा समय-समय पर जारी नीतिगत दिशा-निर्देशों के अनुसार विभिन्न क्षेत्रों को आवंटित किया जा रहा है। आयातित गैस के मामले में, विपणक तरलीकृत प्राकृतिक गैस (एलएनजी) का आयात करने और ग्राहकों को पुनर्गैसीकृत एलएनजी (आरएलएनजी) बेचने के लिए स्वतंत्र हैं।

देश में स्वदेशी गैस की आपूर्ति मुख्य रूप से पश्चिमी और दक्षिण-पूर्वी क्षेत्रों यथा हजीरा बेसिन, मुंबई अपतटीय और केजी बेसिन में स्थित तेल और गैस क्षेत्रों से की जा रही है। इसके अलावा, उत्तर पूर्वी क्षेत्र (असम और त्रिपुरा) में भी सीमित स्वदेशी गैस का उत्पादन होता है जिसकी खपत स्थानीय गैस उपभोक्ताओं द्वारा की जा रही है। एलएनजी का आयात मुख्य रूप से पश्चिमी और दक्षिण-पश्चिमी तट यथा दाहेज (जीजे), हजीरा (जीजे), मुंद्रा (जीजे), दाभोल (एमएच) और कोच्चि (केएल) पर स्थित टर्मिनलों पर किया जा रहा है।

भारत के पश्चिमी तट में गैस की खोज के बाद 80 के दशक में गेल द्वारा एचवीजी (हजीरा-विजयपुर-जगदीशपुर) गैस पाइपलाइन चालू करने पर भारत में गैस आधारित उत्पादन की गति मिली। इसके कारण भारत के पश्चिमी और उत्तरी भाग में एचवीजी पाइप लाइन के साथ कई गैस-आधारित संयुक्त साइकिल गैस टर्बाइन (सीसीजीटीएस) की स्थापना हुई। प्रमुख एचवीजे ट्रंक पाइपलाइन के अलावा, केजी बेसिन और कावेरी बेसिन जैसे कुछ क्षेत्रीय गैस ग्रिडों ने भी कुछ गैस आधारित विद्युत उत्पादन क्षमताओं के विकास में मदद की। पृथक क्षेत्र मुख्य रूप से तमिलनाडु, राजस्थान और उत्तर-पूर्वी क्षेत्र के कुछ हिस्सों में स्थित हैं।

नई अन्वेषण लाइसेंसिंग नीति (एनईएलपी) के साथ, भारत में गैस की खोज की गति मिली और 2002 में रिलायंस इंडस्ट्रीज लिमिटेड द्वारा कृष्णा गोदावरी धीरुभाई 6 (केजी-डी6) क्षेत्र में गैस की खोज से देश में गैस उत्पादन में एक महत्वपूर्ण मोड़ आने की उम्मीद थी। रिलायंस गैस इन्फ्रास्ट्रक्चर इंडिया लिमिटेड द्वारा ईस्ट वेस्ट पाइपलाइन की कमीशनिंग के साथ, केजीडी6 गैस 2009 की शुरुआत में व्यवस्था में जुड़ गई।

केजीडी6 क्षेत्र से उत्पादन शुरू होने और इस क्षेत्र से उत्पादन की मात्रा में काफी वृद्धि की उम्मीद के साथ, गैस के पुख्ता आवंटन के बिना भी देश में कार्यान्वयन के लिए गैस आधारित संयंत्रों की संख्या शुरू की गई। केजीडी6 क्षेत्रों से उत्पादन शुरू होने से पहले, गैस आधारित विद्युत संयंत्र मुख्य रूप से आवंटित प्रशासित मूल्य तंत्र (एपीएम)/गैर एपीएम/पन्ना-मुक्ता-तापी-रवा बेसिन गैस के साथ नामांकित क्षेत्रों से काम कर रहे थे, लेकिन ये आपूर्ति उनकी मांग से कम थी। केजी डी-6 से उत्पादन मार्च 2010 में लगभग 60 एमएमएससीएमडी के अपने चरम पर पहुंच गया और उसके बाद उत्पादन में लगातार कमी आई है। केजी डी-6 से उत्पादन में इस कमी को ध्यान में रखते हुए, पेट्रोलियम एवं प्राकृतिक गैस मंत्रालय ने जुलाई 2010 में एक आदेश जारी किया कि सभी ग्राहकों को फर्म आवंटन के खिलाफ आपूर्ति में यथानुपात कटौती उन दिनों में लागू की जाए जब कुल उत्पादन हस्ताक्षरित गैस बिक्री और खरीद समझौते (जीएसपीए) से कम हो। मंत्रियों के अधिकार प्राप्त समूह (ईजीओएम) ने 23 अगस्त, 2013 को हुई अपनी बैठक में निर्णय लिया कि वर्ष 2013-14, 2014-15 और 2015-16 के दौरान उपलब्ध एनईएलपी गैस के वृद्धिशील उत्पादन को पहले उर्वरक क्षेत्र को 31.5 मिलियन मीट्रिक स्टैंडर्ड क्यूबिक मीटर प्रति दिन (एमएमएससीएमडी) की आपूर्ति सुनिश्चित करने के बाद विद्युत क्षेत्र को आवंटित किया जाएगा।

इस तरह, उम्मीदों के विपरीत, केजी डी6 से उत्पादन में धीरे-धीरे कमी ने देश में गैस आधारित क्षमता वृद्धि कार्यक्रम को अस्त-व्यस्त कर दिया था। जब मार्च, 2013 में केजी डी6 क्षेत्र से उत्पादन घटकर 16 एमएमएससीएमडी रह गया, तो विद्युत क्षेत्र को आपूर्ति शून्य हो गई। मार्च 2013 से केजी डी6 क्षेत्र से विद्युत क्षेत्र को आवंटन के खिलाफ गैस की आपूर्ति शून्य है।

7.6.3 वर्तमान स्थिति

केविप्रा लगभग 23845 मेगावाट की कुल क्षमता के साथ प्राथमिक ईंधन के रूप में गैस का उपयोग करके 62 गैस आधारित विद्युत स्टेशनों की निगरानी करता है। इसमें से लगभग 20922 मेगावाट गैस पाइपलाइन ग्रिड से जुड़ी हैं और शेष 2923 मेगावाट पृथक गैस क्षेत्रों से जुड़ी हैं। पृथक गैस क्षेत्रों से जुड़े संयंत्र गैस पर काम करते हैं जो स्थानीय रूप से उपलब्ध है और तमिलनाडु, उत्तर-पूर्व और राजस्थान में स्थित हैं। 31 मार्च 2022 तक देश में 3,99,497 मेगावाट की कुल स्थापित क्षमता में से 23845 मेगावाट (लगभग 6%) की क्षमता केंद्रीय विद्युत प्राधिकरण मसौदा राष्ट्रीय विद्युत योजना ईंधन आवश्यकता 7.22 गैस आधारित विद्युत संयंत्रों (लिक्विड आधारित उत्पादन को छोड़कर) से है। हालाँकि, 2021-22 के दौरान, गैस आधारित संयंत्रों से उत्पादन देश में कुल उत्पादन का लगभग 2.4% ही था।

85% प्लांट लोड फैक्टर (पीएलएफ) पर 23,845 मेगावाट की क्षमता वाले मौजूदा विद्युत संयंत्रों को संचालित करने के लिए सामान्य गैस की आवश्यकता लगभग 102 एमएमएससीएमडी है। हालाँकि, विद्युत परियोजनाओं को आवंटित कुल स्वदेशी गैस लगभग 85 एमएमएससीएमडी है और वर्ष 2021-22 के दौरान इन गैस आधारित विद्युत संयंत्रों को आपूर्ति की गई औसत गैस केवल 22.62 एमएमएससीएमडी थी। वर्ष 2021-22 के दौरान 22.62 एमएमएससीएमडी गैस में से ग्रिड से जुड़ी क्षमता को 13.31 एमएमएससीएमडी और पृथक गैस क्षेत्रों से जुड़ी गैस आधारित क्षमता को 9.31 एमएमएससीएमडी गैस प्राप्त हुई है। ग्रिड से जुड़ी गैस आधारित क्षमता से प्राप्त पीएलएफ केवल 12.5% के आसपास है, जबकि पृथक क्षेत्र से जुड़े संयंत्रों ने लगभग 51% का औसत पीएलएफ हासिल किया है। वर्ष 2021-22 के दौरान गैस आधारित क्षमता का कुल पीएलएफ लगभग 17.2% रहा।

7.6.4 गैस आधारित विद्युत संयंत्रों को गैस आपूर्ति की स्थिति

वर्ष 2021-22 के लिए संयंत्रवार गैस आधारित स्थापित क्षमता और गैस आपूर्ति की स्थिति का विवरण अनुबंध 7.1 में दिया गया है।

2017-18 से गैस आधारित विद्युत संयंत्रों को प्राकृतिक गैस की आपूर्ति तालिका 7.11 में दर्शाई गई है।

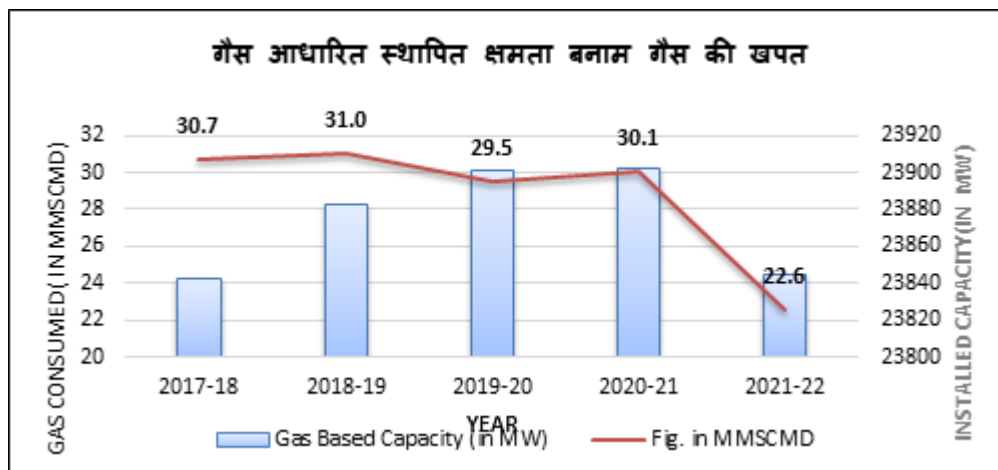
तालिका 7.11

औसत गैस आपूर्ति और कमी

क्र.सं.	वर्ष	वर्ष के अंत में गैस आधारित क्षमता (मेगावाट)	गैस की आवश्यकता* (एमएमएससीएमडी)	आपूर्ति की गई औसत गैस (एमएमएससीएमडी)	कमी (एमएमएससीएमडी)
1	2	3	4	5	(6)=(4)-(5)
1	2017-18	23842.87	101.5	30.7	70.8
2	2018-19	23882.68	101.8	31.0	70.8
3	2019-20	23900.82	102.0	29.5	72.5
4	2020-21	23901.97	102.0	30.1	71.9
5	2021-22	23845.05	101.5	22.6	78.9

2017-18 से गैस आधारित विद्युत संयंत्रों को गैस की आपूर्ति/खपत को प्रदर्शनी 7.8 में दिखाया गया है

प्रदर्शनी 7.8

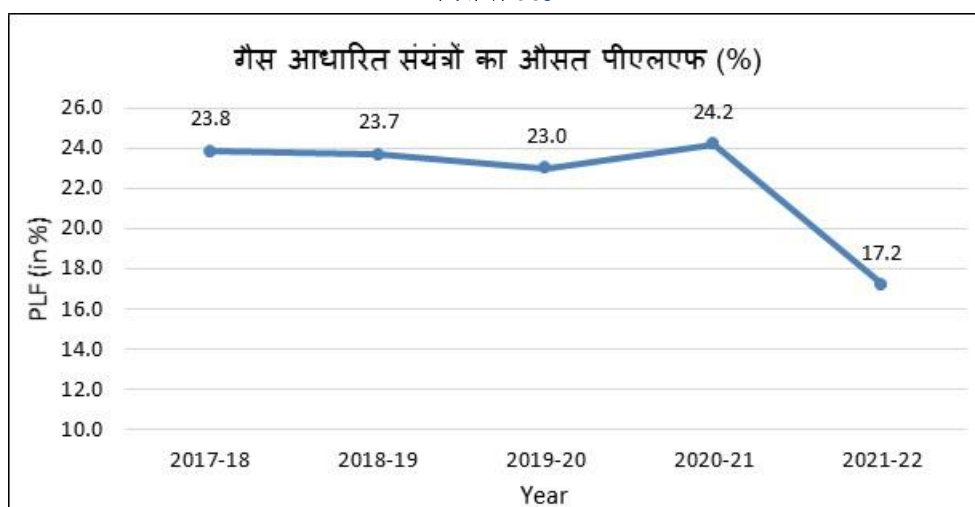


2010-11 के दौरान गैस आधारित विद्युत संयंत्रों को स्वदेशी गैस आपूर्ति 59.3 एमएमएससीएमडी के चरम पर पहुंच गई थी, उसके बाद गैस आपूर्ति में अभूतपूर्व कमी के कारण गैस आधारित विद्युत संयंत्रों को गैस आपूर्ति में तेजी से कमी आई थी। 2017-18 से 2020-21 तक गैस आधारित विद्युत संयंत्रों को आपूर्ति की जाने वाली गैस लगभग 30 एमएमएससीएमडी रही है। हालांकि, वर्ष 2021-22 के दौरान, गैस आधारित विद्युत संयंत्रों को आपूर्ति की गई कुल गैस केवल 22.62 एमएमएससीएमडी थी।

7.6.5 गैस आधारित क्षमता का औसत पीएलएफ

2017-18 से गैस आधारित क्षमता का औसत पीएलएफ प्रदर्शनी 7.9 में दिखाया गया है। यह देखा जा सकता है कि 2017-18 के दौरान गैस आधारित क्षमता का औसत पीएलएफ लगभग 24% था और यह घटकर वर्ष 2021-22 में लगभग 17% हो गया।

प्रदर्शनी 7.9

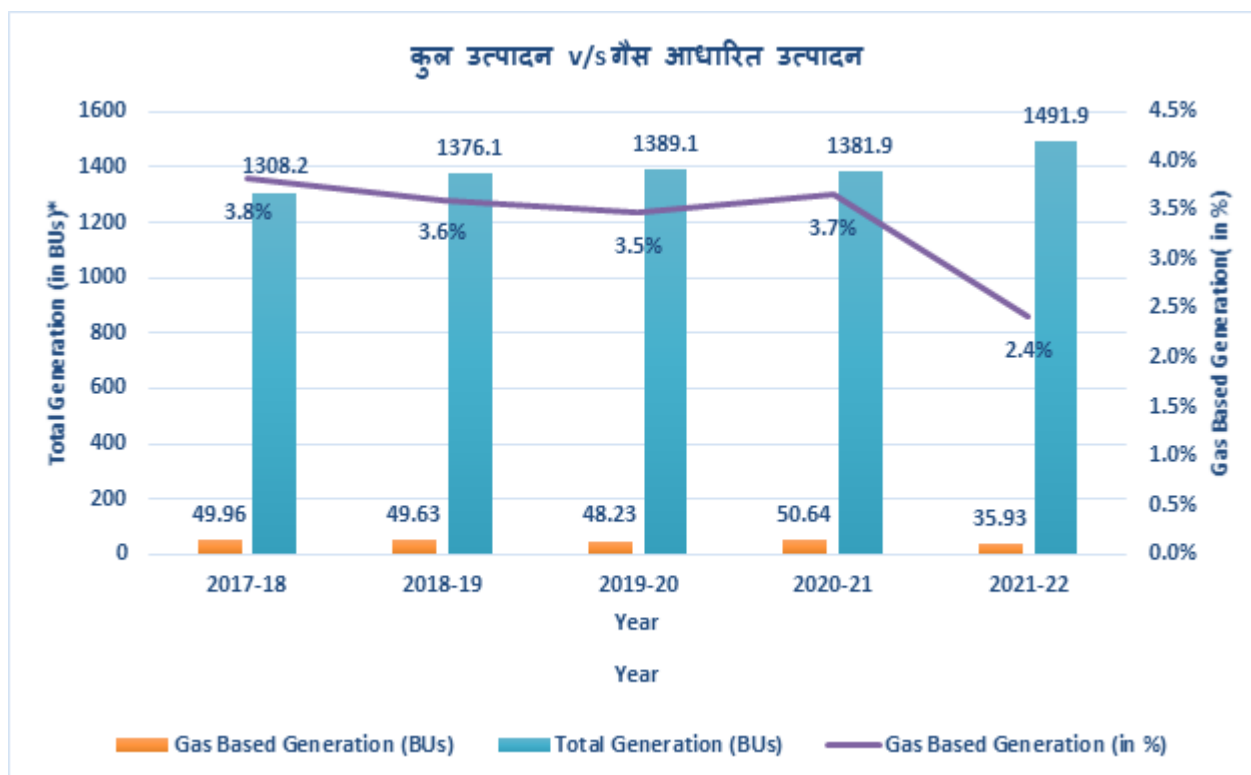


कुल उत्पादन में गैस आधारित उत्पादन का हिस्सा

2017-18 से 2021-22 तक कुल उत्पादन के मुकाबले गैस आधारित विद्युत उत्पादन का हिस्सा प्रदर्शनी 7.10 में दिखाया गया है।

यह देखा जा सकता है कि 2017-18 से 2020-21 तक गैस आधारित उत्पादन का हिस्सा लगभग 3.6% रहा है, जो 2021-22 के दौरान घटकर लगभग 2.4% रह गया है।

प्रदर्शनी 7.10



7.6.6 गैस आधारित विद्युत संयंत्रों के लाभ

प्राकृतिक गैस आधारित विद्युत उत्पादन के अन्य पारंपरिक ऊर्जा स्रोतों पर मुख्य रूप से पर्यावरण पर कम प्रभाव और बेहतर अर्थशास्त्र के कारण कई फायदे हैं। हालांकि, इन फायदों के बावजूद स्वदेशी गैस की कमी के चलते भारत के अन्य देशों की तुलना में ऊर्जा मिश्रण कोयले की ओर झुका हुआ है, वर्तमान में भारत में गैस आधारित उत्पादन हिस्सेदारी केवल 2.4% के आसपास है।

समान क्षमता वाले कोयला आधारित विद्युत संयंत्रों की तुलना में गैस आधारित विद्युत संयंत्रों को काफी कम भूमि और पानी की आवश्यकता होती है। इसके अलावा, त्वरित रैंपिंग अप/डाउन क्षमता वाले गैस-आधारित संयंत्र अक्षय ऊर्जा संतुलित आवश्यकताओं का समर्थन कर सकते हैं। इसे विशेष रूप से नवीकरणीय उत्पादन को तेजी से बढ़ाने की भारत की आकांक्षा के संदर्भ में महत्व मिलता है। इसके अलावा, गैस आधारित क्षमता विद्युत की कमी के पीक आवर्स के दौरान विद्युत उत्पादन के अन्य वैकल्पिक तरीकों की आवश्यकता को कम कर देगी, जैसे कि डीजल जनरेटर आदि का उपयोग करना, जो न केवल महंगा है, बल्कि पर्यावरणीय प्रदूषण भी बढ़ाता है। यह भी ध्यान दिया जा सकता है कि गैस आधारित विद्युत उत्पादन कार्बन उत्सर्जन को कम करेगा, क्योंकि डीजल या कोयला आधारित उत्पादन की तुलना में गैस आधारित विद्युत उत्पादन से उत्सर्जन कम होता है। विवरण तालिका 7.12 में दिखाया गया है।

तालिका 7.12
विभिन्न ईंधनों से CO₂ उत्सर्जन

संयंत्र का विवरण	गैस आधारित	कोयला आधारित	डीजल आधारित
क्षमता (मेगावाट)	1000	1000	1000
सकल स्टेशन ताप दर किलो कैलोरी/ किलोवाट घंटा	1850	2350	1975
सहायक विद्युत की खपत (%)	3%	8.5%	3.5%
नेट स्टेशन हीट रेट (किलो कैलोरी/ किलोवाट घंटा)	1907	2568	2047
ईंधन उत्सर्जन कारक (जी सीओ ₂ /केजे)	49.4	99.6	69
विशिष्ट CO ₂ उत्सर्जन (टीसीओ ₂ /मेगावाट)	0.30	0.98	0.59

हालांकि, स्वदेशी गैस की भारी कमी और आयातित प्राकृतिक गैस की ऊंची कीमत के कारण, गैस आधारित विद्युत संयंत्र अपने संयंत्रों को कुशलता से चलाने और पर्यावरण प्रदूषण को कम करने में मदद करने की स्थिति में नहीं हैं।

7.6.7 गैस की कमी को दूर करने के लिए सरकार द्वारा उठाए गए कदम

1. हाइड्रोकार्बन खोजों के शीघ्र मुद्रीकरण के लिए विकास और उत्पादन स्तर पर छूट, विस्तार और वर्गीकरण प्रदान करने की नीति।
2. लघु क्षेत्र नीति की खोज की।
3. मार्च, 2016 में हाइड्रोकार्बन अन्वेषण और लाइसेंसिंग नीति (हेल्प) का निर्माण।
4. डीपवाटर और अल्ट्रा डीपवाटर क्षेत्रों से उत्पादित गैस के लिए विपणन स्वतंत्रता के लिए नीति।
5. देश में गैस आधारित क्षमता के उपयोग को पुनर्जीवित करने और सुधारने के लिए, भारत सरकार ने वर्ष 2015-16 और 2016-17 के लिए गैस आधारित विद्युत उत्पादन क्षमता के उपयोग के लिए एक योजना को मंजूरी दी थी। इस योजना में फंसे हुए गैस आधारित संयंत्रों के साथ-साथ रिवर्स ई-बोली प्रक्रिया के माध्यम से चयनित स्वदेशी गैस प्राप्त करने वाले संयंत्रों को आयातित स्पॉट आरएलएनजी की आपूर्ति की परिकल्पना की गई थी। इस योजना में सभी हितधारकों द्वारा सामूहिक रूप से किए जाने वाले बलिदान और पीएसडीएफ (विद्युत प्रणाली विकास कोष) से समर्थन की भी परिकल्पना की गई है। यह योजना 31.03.2017 को समाप्त हो गई।
6. भारत सरकार ने तनावग्रस्त ताप विद्युत परियोजनाओं से संबंधित मुद्दों पर विचार करने के लिए 29 जुलाई, 2018 को एक उच्च स्तरीय अधिकार प्राप्त समिति (एच एलईसी) का गठन किया। एचएलईसी ने नवंबर 2018 में प्रस्तुत अपनी रिपोर्ट में अन्य बातों के साथ-साथ सिफारिश की है कि गैस आधारित विद्युत संयंत्रों को पुनर्जीवित करने के लिए विद्युत मंत्रालय और पेट्रोलियम एवं प्राकृतिक गैस मंत्रालय संयुक्त रूप से पीएसडीएफ द्वारा

समर्थित पिछली ई-बोली आरएलएनजी योजना के अनुरूप एक योजना तैयार कर सकते हैं। एचएलईसी की सिफारिश विद्युत मंत्रालय में विचाराधीन है।

7.7 निष्कर्ष

1. वर्ष 2026-27 में स्वदेशी कोयले की आवश्यकता 866.4 मिलियन टन और 2031-32 में 1025.8 मिलियन टन होने का अनुमान लगाया गया है। आयात आधारित कोयला पावर स्टेशनों के लिए 28.9 मिलियन टन कोयला आयात करने का अनुमान लगाया गया है।
2. भारत सरकार द्वारा शुरू की गई गैस आधारित उत्पादन क्षमता के उपयोग की योजना 31.03.2017 को समाप्त हो गई। हालांकि, यह महसूस किया गया है कि देश में गैस आधारित क्षमता के इष्टतम उपयोग के लिए दीर्घकालिक नीतिगत हस्तक्षेप की आवश्यकता है।
3. देश में बड़े पैमाने पर नवीकरणीय क्षमता वृद्धि क्रियान्वित की जा रही है। इस तरह के बड़े पैमाने पर नवीकरणीय एकीकरण से सिस्टम संचालन के लिए कई चुनौतियाँ आने की संभावना है। चुनौतियों में से एक ग्रिड को सहायता प्रदान करना है, विशेष रूप से पीक आवर्स के दौरान जब सौर ऊर्जा कम हो रही है और लोड बढ़ रहा है। गैस आधारित विद्युत संयंत्र ग्रिड स्थिरता में एक महत्वपूर्ण भूमिका निभा सकते हैं और अक्षय स्रोतों पर आधारित विद्युत उत्पादन को ग्रिड में एकीकृत करने के लिए आवश्यक संतुलन शक्ति प्रदान कर सकते हैं, विशेष रूप से उनकी तेजी से रैंप अप/डाउन क्षमता को देखते हुए।
4. देश में पुनर्गैसीकरण क्षमता गैस आधारित विद्युत संयंत्रों के लिए भी चिंता का विषय है, खासकर उनके लिए जो आरजीटीआईएल ईस्ट-वेस्ट पाइपलाइन से जुड़े हैं। दिशात्मक प्रवाह आदि जैसी तकनीकी बाधाओं के कारण, पश्चिमी तट से आयातित आरएलएनजी को पूर्वी तट में स्थित विद्युत संयंत्रों तक नहीं पहुँचाया जा सकता है। इसलिए, पूर्वी तट पर भी पुनः गैसीकरण क्षमता की सुविधा उपयुक्त रूप से सृजित की जा सकती है।

अनुलग्नक 7.1

2021-22 की अवधि के लिए देश में गैस आधारित विद्युत स्टेशनों के लिए ईंधन की आपूर्ति/खपत

क्र.सं	पावर स्टेशन का नाम	यूटिलिटी	स्थापित क्षमता (मेगावाट)	राज्य	स्वदेशी गैस आवंटित (एमएमएससीएमडी)	गैस की खपत (एमएमएससीएमडी)
(ए) केंद्रीय क्षेत्र						
1	एनटीपीसी, फरीदाबाद सीसीपीपी	एनटीपीसी	431.59	हरियाणा	1.81	0.07
2	एनटीपीसी, अंता सीसीपीपी	एनटीपीसी	419.33	राजस्थान	1.55	0.08
3	एनटीपीसी, औरैया सीसीपीपी	एनटीपीसी	663.36	उत्तर प्रदेश	2.47	0.25
4	एनटीपीसी, दादरी सीसीपीपी	एनटीपीसी	829.78	उत्तर प्रदेश	3.25	0.46
	उप योग (एनआर)		2344.06		9.08	0.86
5	एनटीपीसी, गांधार (झानोर) सीसीपीपी	एनटीपीसी	657.39	गुजरात	3.19	0.27

6	एनटीपीसी, कवास सीसीपीपी	एनटीपीसी	656.2	गुजरात	5.72	0.17
7	रत्नागिरी सीसीपीपी	आरजीपीपीएल	1967.08	महाराष्ट्र	8.50	1.69
	उप योग (डब्ल्यूआर)		3280.67		17.41	2.12
8	कथलगुरी	नीपको	291	असम	1.40	1.42
9	अगरतला जीटी+एसटी	नीपको	135	त्रिपुरा	0.75	0.71
10	मोनार्क	नीपको	101	त्रिपुरा	0.50	0.45
11	त्रिपुरा सीसीपीपी	ओटीपीसी	726.6	त्रिपुरा	2.65	2.20
	उप योग (एनईआर)		1253.60		5.30	4.79
	कुल (सीएस) = ए		6878.33		31.79	7.77
(बी) राज्य क्षेत्र						
12	आईपीसीसीपीपी	आईपीजीसीएल	270	दिल्ली	0.95	0.16
13	प्रगति सीसीजीटी-III	प्रगति पावर कार्पोरेशन लिमिटेड	1500	दिल्ली	2.49	1.72
14	प्रगति सीसीपीपी	प्रगति पावर कार्पोरेशन लिमिटेड	330.4	दिल्ली	2.05	0.89
15	धौलपुर सीसीपीपी	आर आरवीयूएनएल	330	राजस्थान	1.60	0.00
16	रामगढ़	आर आरवीयूएनएल	273.8	राजस्थान	1.65	1.27
	उप योग (एनआर)		2704.20		8.74	4.05
17	धुवरन सीसीपीपी	जीएसईसीएल	594.72	गुजरात	0.69	0.15
18	हजीरा सीसीपीपी	जीएसईजी	156.1	गुजरात	0.81	0.02
19	हजीरा सीसीपीपी एक्सट	जीएसईजी	351	गुजरात	0.00	0.04
20	पीपावाव सीसीपीपी	जीपीपीसी (जीएसपीसी-	702	गुजरात	0.00	0.08
21	उतरन सीसीपीपी	पीपावाव पावर कॉम्प. लिमिटेड)	374	गुजरात	1.45	0.22
22	उरान सीसीपीपी	जीएसईसीएल	672	महाराष्ट्र	4.90	1.52
	उप योग (डब्ल्यूआर)		2849.82		7.85	2.02
23	गोदावरी (जैगुरुपाडु)	एपीईपीडीसीएल	235.4	आंध्र प्रदेश	1.31	0.33
24	कराईकल सीसीपीपी	पीपीसीएल	32.5	पुदुचेरी	0.20	0.17
25	कोविकल्पल	टैजेडको	107	तमिलनाडु	0.45	0.17
26	कुट्टलम	टैजेडको	100	तमिलनाडु	0.45	0.29
27	वलुथुर सीसीपीपी	टैजेडको	186.2	तमिलनाडु	0.89	0.56
	उप योग (एसआर)		661.1		3.30	1.53
28	एलएकेडब्ल्यूए जी.टी	एपीजीसीएल	97.2	असम	0.50	0.28
29	एलएकेडब्ल्यूए रिप्लेसमेंट सीसीपीपी	एपीजीसीएल	69.76	असम	0.40	0.33
30	नामरुप सीसीपीपी + एसटी	एपीजीसीएल	162.4	असम	0.66	0.59

31	बारामुरा जी.टी	टीएसईसीएल	42	त्रिपुरा	0.40	0.26
32	रोखिया जी.टी	टीएसईसीएल	95	त्रिपुरा	0.50	0.40
	उप योग (एनईआर)		466.36		2.46	1.86
	कुल (एसएस) = बी		6681.48		22.35	9.45
(सी) प्राइवेट / आईपीपी सेक्टर						
33	रिठाला सीसीपीपी (एनडीपीएल)	टाटा पावर दिल्ली डिस्ट्रीब्यूशन लिमिटेड	108	दिल्ली	0.40	0.00
34	गामा सीसीपीपी	गामा इंफ्राप्राॅप प्रा. लिमिटेड	225	उत्तराखंड	0.00	0.21
35	काशीपुर सीसीपीपी	श्रवती एनर्जी प्रा. लिमिटेड	225	उत्तराखंड	0.00	0.37
	उप योग (एनआर)		558		0.40	0.57
36	बड़ौदा सीसीपीपी	जीआईपीसीएल	160	गुजरात	0.45	0.00
37	एस्सार सीसीपीपी	ईपीएल	300	गुजरात	1.17	0.00
38	पैगुथन सीसीपीपी	सीएलपी इंडिया	655	गुजरात	1.43	0.00
39	सुजेन सीसीपीपी	टोरेट पावर लिमिटेड	1147.5	गुजरात	4.21	2.33
40	यूनोसुजेन सीसीपीपी	टोरेट पावर लिमिटेड	382.5	गुजरात	0.00	0.70
41	डी जी एन मेगा सीसीपीपी	टोरेट पावर लिमिटेड	1200	गुजरात	0.00	0.00
42	ट्रॉम्बे सीसीपीपी	टाटा पावर कंपनी लिमिटेड	180	महाराष्ट्र	1.50	0.56
43	मानगांव सीसीपीपी	पीजीपीएल	388	महाराष्ट्र	0.00	0.00
	उप योग (डब्ल्यूआर)		4413		8.76	3.60
44	गौतमी सीसीपीपी	जीवीके एनर्जी लिमिटेड	464	आंध्र प्रदेश	3.82	0.00
45	जीएमआर- काकीनाडा	जीएमआर एनर्जी लिमिटेड	220	आंध्र प्रदेश	0.88	0.00
46	जीएमआर- राजमुंदरी	जीआरईएल	768	आंध्र प्रदेश	0.00	0.00
47	गोदावरी (स्पेक्ट्रम)	स्पेक्ट्रम पावर जनरेशन लिमिटेड	208	आंध्र प्रदेश	1.04	0.14
48	जैगुरुपादु सीसीपीपी चरण- II	जीवीके एनर्जी लिमिटेड	220	आंध्र प्रदेश	2.22	0.00
49	कोनासीमा सीसीपीपी	कोनासीमा गैस पावर लिमिटेड	445	आंध्र प्रदेश	1.78	0.00
50	कोंडापल्ली एक्सटेंशन सीसीपीपी	लैंको कोंडापल्ली पावर प्रा. लिमिटेड	366	आंध्र प्रदेश	1.46	0.00
51	. कोंडापल्ली एसटी-3 सीसीपीपी	लैंको कोंडापल्ली पावर प्रा. लिमिटेड	742	आंध्र प्रदेश	0.00	0.00

52	कोंडापल्ली सीसीपीपी	लैंको कोंडापल्ली पावर प्रा. लिमिटेड	368.14	आंध्र प्रदेश	1.82	0.25
53	पेद्दापुरम	रिलायंस इफ्रा. लिमिटेड	220	आंध्र प्रदेश	1.09	0.00
54	वेमागिरी सीसीपीपी	जीएमआर वेमागिरी पावर जनरेशन लिमिटेड	370	आंध्र प्रदेश	3.12	0.00
55	विजेश्वरन सीसीपीपी	एपीजीपीसीएल	272	आंध्र प्रदेश	1.32	0.63
56	पीसीआईएल पावर एंड होल्डिंग्स लिमिटेड	पीसीआईएल पावर एंड होल्डिंग्स लिमिटेड	30	आंध्र प्रदेश	0.12	0.0
57	आरवीके एनर्जी	आरवीके एनर्जी	28	आंध्र प्रदेश	0.11	0.0
58	सिल्क रोड सुगर	सिल्क रोड सुगर	35	आंध्र प्रदेश	0.10	0.0
59	एलवीएस पावर	एलवीएस पावर	55	आंध्र प्रदेश	0.22	0.0
60	करुपुर सीसीपीपी	लैंको तंजौर	119.8	तमिलनाडु	0.50	0.16
61	पी.नल्लूर सीसीपीपी	पीपीएन पावर जनरेटिंग कंपनी	330.5	तमिलनाडु	1.50	0.00
62	वैलेंटरवी सीसीपीपी	पायोनियर पावर लिमिटेड	52.8	तमिलनाडु	0.38	0.05
	उप योग (एसआर)		5314.24		21.48	1.23
	कुल(पीवीटी/आईपीपी)= सी		10285.24		30.64	5.40
	कुल योग=ए+बी+सी		23845.05		84.79	22.62

अध्याय 8 पूंजी की आवश्यकता

8.0 प्रस्तावना

2022-27 और 2027-32 की अवधि के लिए उत्पादन क्षमता वृद्धि का मूल्यांकन अध्याय 5 में किया गया है। यह अध्याय इस क्षमता वृद्धि के अनुरूप कुल निधि आवश्यकता का अनुमान लगाता है। पारेषण और वितरण के लिए धन की आवश्यकता को राष्ट्रीय विद्युत योजना के खंड-दो में शामिल किया जाएगा। इस अध्याय में मूल्यांकन की गई निधियों की आवश्यकता में कैप्टिव विद्युत संयंत्रों और मौजूदा विद्युत संयंत्रों के आरएंडएम के लिए आवश्यक निधियां शामिल नहीं हैं।

8.1 2022-2027 की अवधि के लिए धन की आवश्यकता

8.1.1 2022-2027 की अवधि के लिए पारंपरिक स्रोतों (कोयला, गैस और परमाणु) से 31,880 मेगावाट और अक्षय ऊर्जा स्रोतों (SHP, पंप स्टोरेज प्लांट (PSP), सौर, पवन और बायोमास सहित हाइड्रो) से 1,79,939 मेगावाट , 8680MW/34720 MWh BESS की परिकल्पना की गई है |11,136 मेगावाट की क्षमता जिसमें 120 मेगावाट बड़ी जल विद्युत, 9306 मेगावाट सौर, 1572 मेगावाट पवन और 138 मेगावाट अन्य आरई शामिल हैं, को 2022-23 के दौरान 31.12.2022 तक चालू कर दिया गया है। उपरोक्त क्षमता वृद्धि के लिए 2022-27 की अवधि के लिए उत्पादन परियोजनाओं के लिए धन की आवश्यकता का आकलन किया गया है।

8.1.2 विभिन्न प्रकार की उत्पादन परियोजनाओं के लिए निधि की आवश्यकता का आकलन करने के लिए आधार परिदृश्य के अनुसार व्यय की वर्षवार चरणबद्धता पर विचार किया गया है। वर्ष 2021-22 के लिए प्रति मेगावाट मानक लागत का अनुमान विभिन्न तकनीकों (जल विद्युत और नाभिकीय स्टेशनों को छोड़कर) के लिए इनपुट के रूप में लिया गया है और इसके बाद इसे 3% प्रति वर्ष की दर से बढ़ाया गया है (वित्त वर्ष 12/13-21/22 के लिए डब्ल्यूपीआई के 10 साल के सीएजीआर पर विचार करते हुए)। जलविद्युत परियोजनाओं के लिए निधि की आवश्यकता पर अनुमानित पूंजीगत लागत और परियोजनाओं के लिए किया गया वास्तविक व्यय के आंकड़ों के आधार पर विचार किया गया है। परमाणु क्षमता वृद्धि के लिए निधि की आवश्यकता एनपीसीआईएल द्वारा प्रदान किए गए अनुमानों पर आधारित है। उत्पादन परियोजनाओं की विभिन्न श्रेणियों के व्यय की चरणबद्ध प्रति मेगावाट और वर्षवार चरणबद्ध पूंजी लागत की मान्यताओं का विवरण क्रमशः अनुबंध 8.1 और अनुबंध 8.2 में दिया गया है।

8.1.3 उपरोक्त के आधार पर, 2022-2027 की अवधि के लिए कुल धन की आवश्यकता 14,54,188 करोड़ रुपये होने का अनुमान है, जिसमें 2027-2032 के दौरान चालू होने वाली चिह्नित परियोजनाओं के लिए इस अवधि के दौरान संभावित व्यय भी शामिल है। नीचे दी गई तालिका 8.1 में कुल अनुमानित निधि आवश्यकता का वर्षवार विवरण दिया गया है।

तालिका 8.1
2022-2027 के दौरान उत्पादन परियोजनाओं के लिए कुल धन की आवश्यकता

	2022-23	2023-24	2024-25	2025-26	2026-27	Total
2022-27 के दौरान चालू होने वाली परियोजनाओं के लिए	2,14,580	2,43,799	2,45,269	2,22,903	1,11,542	10,38,093
2027-32 के दौरान चालू होने की संभावना वाली परियोजनाओं के लिए अग्रिम कार्रवाई	7,735	26,138	38,752	64,393	2,79,076	4,16,095
कुल	2,22,315	2,69,937	2,84,021	2,87,297	3,90,618	14,54,188

8.1.4 2022-2027 की अवधि के लिए स्रोत-वार अनुमानित निधि आवश्यकता (2027-2032 के दौरान चालू होने वाली परियोजनाओं के लिए इस अवधि के दौरान संभावित व्यय सहित) तालिका 8.2 में दी गई है।

तालिका 8.2
2022-2027 के दौरान उत्पादन परियोजनाओं (स्रोत-वार) के लिए धन की आवश्यकता

(करोड़ रुपये)

	2022-23	2023-24	2024-25	2025-26	2026-27	कुल
क. पारंपरिक						
ताप विद्युत	62,027	62,763	29,411	24,310	39,919	2,18,430
नाभिकीय	18,407	29,400	27,994	18,954	25,525	1,20,280
						3,38,710
ख. नवीकरणीय						
हाइड्रो	14,733	16,670	14,912	10,277	9,558	66,148
पीएसपी	3,383	2,484	4,738	15,448	28,150	54,203
पवन	25,863	41,541	54,824	55,611	53,106	2,30,946
अपतटीय पवन	0	0	0	0	0	0
एसएचपी	373	355	366	377	388	1,859
बायोमास	4,131	4,921	5,064	5,217	5,372	24,704
सौर	93,399	1,11,804	1,46,712	1,57,103	1,71,953	6,80,970
बीईएसएस	0	0	0	0	56,647	56,647
						11,15,478
ग. कुल	2,22,315	2,69,938	2,84,021	2,87,297	3,90,618	14,54,188

8.2 2027-32 की अवधि के लिए धन की आवश्यकता

8.2.1 2027-32 की अवधि के लिए निधि की आवश्यकता का अनुमान 2,91,802 मेगावाट की कुल क्षमता वृद्धि के आधार पर लगाया गया है, जिसमें पारंपरिक ऊर्जा स्रोतों से 32,080 मेगावाट, नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों से 2,59,722 मेगावाट और बैटरी ऊर्जा भंडारण सिस्टम (बीईएसएस) से 38,564 मेगावाट/201500 मेगावाट घंटा शामिल है।

8.2.2 2027-32 की अवधि के लिए निधि की आवश्यकता का आकलन 2022-27 के समान सिद्धांतों का उपयोग करते हुए किया गया है। कोयला आधारित उत्पादन, सौर, पवन, बायोमास, पीएसपी, एसएचपी और बीईएसएस के लिए कुल धन की आवश्यकता वर्ष 2021-22 के लिए प्रति मेगावाट अनुमानित मानक लागत के आधार पर वार्षिक वृद्धि @ 3% के आधार पर तय की गई है। जल-विद्युत परियोजनाओं के लिए निधि की आवश्यकता पर अनुमानित लागत और चिह्नित परियोजनाओं के लिए किया गया वास्तविक व्यय के आंकड़ों के आधार पर विचार किया गया है। नाभिकीय क्षमता वृद्धि के लिए निधि की आवश्यकता एनपीसीआईएल द्वारा प्रदान किए गए अनुमानों पर आधारित है। उत्पादन परियोजनाओं की विभिन्न श्रेणियों की पूंजीगत लागत और वर्षवार चरणबद्ध व्यय के अनुमानों का विवरण क्रमशः अनुबंध 8.1 और अनुबंध 8.2 में दिया गया है।

8.2.3 उपरोक्त के आधार पर, 2027-2032 की अवधि के लिए कुल धन की आवश्यकता रुपये 19, 06,406 करोड़ होने का अनुमान लगाया गया है। इस धनराशि की आवश्यकता में उन परियोजनाओं के लिए अग्रिम कार्रवाई शामिल नहीं है जो 31.03.2032 के बाद चालू हो सकती हैं।

वर्ष 2027-2032 की अवधि के लिए स्रोतवार निधि की आवश्यकता तालिका 8.3 में दी गई है।

तालिका 8.3

2027-2032 के दौरान उत्पादन परियोजनाओं (प्रणाली-वार) के लिए धन की आवश्यकता

(रु. करोड़ में)

	2027-28	2028-29	2029-30	2030-31	2031-32	कुल
क पारंपरिक						
थर्मल	56,001	48,072	42,093	26,374	13,315	1,85,855
न्यूक्लियर	22,449	12,624	5,726	2,252	0	43,051
						2,28,906
ख नवीकरणीय						
हाइड्रो	29,900	33,307	31,639	24,010	10,921	1,29,777
पीएसपी	29,692	25,120	15,405	5,023	0	75,240
पवन	61,341	74,449	74,197	83,821	37,092	3,30,900
अपतटीय पवन	0	0	4,501	13,701	9,199	27,401
एसएचपी	400	412	424	302	131	1,669
बायोमास	5,536	5,702	5,873	4,180	1,814	23,105

सौर	1,82,100	1,86,329	1,91,463	1,97,207	39,672	7,96,771
						13,84,863
ग बीईएसएस	1,44,966	83,981	22,502	8,249	32,938	2,92,637
घ कुल	5,32,386	4,69,996	3,93,823	3,65,119	1,45,082	19,06,406

8.3 धन के स्रोत

8.3.1 केंद्रीय क्षेत्र की परियोजनाओं के मामले में, आम तौर पर विकासकर्ता 30% का इक्विटी अंशदान करते हैं। राज्य क्षेत्र और निजी क्षेत्र में विकसित परियोजनाओं के मामले में, इक्विटी अंशदान आम तौर पर क्रमशः 20% और 25% होता है। इसलिए, इक्विटी और ऋण की समग्र आवश्यकता पर पहुंचने के लिए, हमने समग्र निधि आवश्यकता के लिए औसत 25% इक्विटी और 75% ऋण मान लिया है।

8.3.2 2022-27 की अवधि के लिए फंड की आवश्यकता के अनुमान के आधार पर और पैरा 8.3.1 में उल्लिखित क्षेत्र-वार इक्विटी योगदान पर विचार करते हुए, यह अनुमान लगाया गया है कि विकासकर्ता को कुल रुपये 3,63,547 करोड़ की इक्विटी राशि डालने की आवश्यकता होगी। इसके अलावा, उन्हें रुपये 10,90,641 करोड़ के कुल ऋण की व्यवस्था करनी होगी।

8.3.3 इसी तरह, 2027-2032 की अवधि के लिए इक्विटी और ऋण आवश्यकता (31.03.2032 से आगे की अवधि के दौरान परियोजनाओं के लिए अग्रिम कार्रवाई के लिए धन की आवश्यकता को छोड़कर) क्रमशः रुपये 4,76,602 करोड़ और रुपये 14,29,805 करोड़ के रूप में अनुमानित की गई है।

8.3.4 इक्विटी को संचालन से उत्पन्न अधिशेष, प्रारंभिक पब्लिक ऑफरिंग को बाजारों में सूचीबद्ध करके, सार्वजनिक निर्गमों पर अनुवर्ती, परिवर्तनीय डिबेंचर और परिचालन संपत्तियों के मुद्राकरण से उत्पन्न किया जा सकता है। इक्विटी मार्केट निवेश सीधे जनता से और म्यूचुअल फंड, बीमा कंपनियों के फंड आदि से भी हो सकता है। एनपीएस में इक्विटी निवेश की अनुमति देने का प्रावधान है। इसी तरह, भविष्य निधि में भी निवेश का समर्थन करने के लिए इक्विटी में कुछ प्रतिशत निवेश का प्रावधान है। चूंकि सौर क्षमता में छत के ऊपर सौर क्षमता शामिल है, इसलिए धन व्यक्तियों, कंपनियों और समुदाय से उनकी बचत से उपलब्ध होगा। नीति आयोग के अनुमान के अनुसार, राष्ट्रीय मुद्राकरण पाइपलाइन से विद्युत क्षेत्र के लिए धन की उपलब्धता 2022-25 तक रुपये 85,032 करोड़ होने का अनुमान है।

8.3.5 ऋण वित्त पोषण के लिए उपलब्ध स्रोत अनुसूचित वाणिज्यिक बैंक, वित्तीय संस्थान जैसे पावर फाइनेंस कॉर्पोरेशन (पीएफसी), ग्रामीण विद्युतीकरण निगम (आरईसी), जीवन बीमा निगम (एलआईसी), वाणिज्यिक बैंक और बांड (घरेलू और साथ ही विदेशी), बाहरी वाणिज्यिक उधार, विश्व बैंक से विदेशी मुद्रा ऋण, एडीबी, केएफडब्ल्यू, एक्जिम बैंक और विदेशी उपकरण निर्माताओं से क्रेता ऋण भी हैं।

8.3.6 नाभिकीय ऊर्जा उत्पादन के संबंध में, भविष्य की विद्युत परियोजनाओं के लिए इक्विटी आवश्यकता के वित्तपोषण के लिए सरकारी बजटीय सहायता की आवश्यकता हो सकती है।

8.3.7 इरेडा, गैर-बैंकिंग वित्तीय संस्थान के रूप में पहले से ही ऊर्जा के नए और नवीकरणीय स्रोतों से संबंधित परियोजनाओं की स्थापना के लिए वित्तीय सहायता को बढ़ावा देने, विकसित करने और विस्तारित करने में लगी हुई है। इसके अलावा, विभिन्न योजनाओं और नवीकरणीय ऊर्जा परियोजनाओं और सहायक प्रौद्योगिकी जैसे ऊर्जा भंडारण के वित्तपोषण के लिए, ग्रीन क्लाइमेट फंड (हरित जलवायु कोष) भी एक संभावित स्रोत हो सकता है।

अनुलग्नक 8.1

विद्युत ऊर्जा की परियोजनाओं की पूंजीगत लागत के लिए अनुमान(भाग- क)

I. 2022-2027 की अवधि के लिए निधि की आवश्यकता के आकलन के लिए लागत/मेगावाट पर विचार किया गया

क्र.सं.	परियोजना का प्रकार	पूँजी लागत प्रति मेगावाट (करोड़ रुपए)				
		2022-23	2023-24	2024-25	2025-26	2026-27
1	कोयला	8.56	8.79	9.02	9.26	9.51
2	जल-विद्युत*	-	-	-	-	-
3	पीएसपी	5.13	5.27	5.41	5.55	5.70
4	नाभिकीय#	-	-	-	-	-
5	सौर	4.57	4.64	4.71	4.77	4.84
6	पवन	6.16	6.32	6.49	6.66	6.84
7	एसएचपी	6.67	6.85	7.03	7.22	7.41
8	अपतटीय पवन	-	-	-	-	-
9	बायोमास	9.24	9.48	9.73	9.99	10.26
10	बीईएसएस (4 घंटे)	7.78	7.32	6.82	6.68	6.53
	बीईएसएस (6 घंटे)	10.68	10.00	9.27	9.06	8.83

II. 2027-2032 की अवधि के लिए निधि की आवश्यकता के आकलन के लिए लागत (करोड़ रुपये)/मेगावाट पर विचार किया गया

क्र.सं.	परियोजना का प्रकार	पूँजी लागत प्रति मेगावाट (करोड़ रुपए)				
		2027-28	2028-29	2029-30	2030-31	2031-32
1	कोयला	9.76	10.02	10.28	10.55	10.83
2	जल-विद्युत*	-	-	-	-	-
3	पीएसपी	5.85	6	6.16	6.33	6.49
4	नाभिकीय#	-	-	-	-	-
5	सौर	4.91	4.98	5.05	5.19	5.33
6	पवन	7.02	7.21	7.40	7.59	7.79
7	एसएचपी	7.60	7.81	8.01	8.23	8.44
8	अपतटीय पवन	19.41	18.81	18.16	17.46	17.78
9	बायोमास	10.53	10.81	11.09	11.39	11.69
10	बीईएसएस (4 घंटे)	6.36	6.18	5.98	6.16	6.34
	बीईएसएस (6 घंटे)	8.57	8.29	7.99	8.22	8.47

* जल-विद्युत परियोजनाओं के लिए धन की आवश्यकता को अनुमानित लागत डेटा और किए गए वास्तविक व्यय के आधार पर माना गया है।

नाभिकीय के लिए फंड की आवश्यकता एनपीसीआईएल द्वारा प्रदान किए गए अनुमानों पर आधारित है

अनुलग्नक 8.2

विद्युत परियोजनाओं की पूंजीगत लागत का अनुमान लगाने के लिए अनुमान (भाग-ख)

2022-27 और 2027-32 की अवधि के लिए उत्पादन परियोजनाओं के व्यय की चरणबद्धता

उत्पादन परियोजना का प्रकार	वर्ष 1	वर्ष 2	वर्ष 3	वर्ष 4	वर्ष 5	वर्ष 6	वर्ष 7	वर्ष 8	वर्ष 9	कुल
कोयला	10%	10%	20%	30%	30%	-	-	-	-	100%
जल-विद्युत	20%	25%	25%	20%	10%	-	-	-	-	100%
पीएसपी	20%	25%	25%	20%	10%	-	-	-	-	100%
सौर	80%	20%	-	-	-	-	-	-	-	100%
पवन	60%	40%	-	-	-	-	-	-	-	100%
अपतटीय पवन	50%	50%	-	-	-	-	-	-	-	100%
बायोमास	30%	40%	30%	-	-	-	-	-	-	100%
एसएचपी	30%	40%	30%	-	-	-	-	-	-	100%
बीईएसएस	100%	-	-	-	-	-	-	-	-	100%
नाभिकीय \$	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

\$ एनपीसीआईएल द्वारा प्रदान किए गए अनुमानों के अनुसार परमाणु के लिए निधियों की चरणबद्धता पर विचार किया गया है

अध्याय 9

विद्युत क्षेत्र के लिए प्रमुख इनपुट

9.0. परिचय

सामग्री और उपकरण विद्युत क्षेत्र जैसे किसी भी पूंजी उन्मुख क्षेत्र की रीढ़ मानी जाती हैं। विद्युत उत्पादन में तकनीकी प्रगति का उपयोग तभी किया जा सकता है जब सभी योगदान देने वाली एजेंसियों से पर्याप्त समर्थन प्राप्त हो। सभी प्रमुख इनपुट की समय पर उपलब्धता - व्यक्तिगत बिजली परियोजनाओं की आवश्यकता के अनुसार, इसके सफलतापूर्वक समापन और दीर्घकालिक निर्वाह के लिए महत्वपूर्ण है। इन प्रमुख इनपुट में शामिल हैं- प्रमुख उपकरण की उपलब्धता, निर्माण कार्य के लिए सामग्री सहित प्रमुख सामग्री एवं उपकरण के साथ-साथ विभिन्न प्रकार की परिवहन सुविधाओं की उपलब्धता। बंदरगाह सुविधा, रेल और सड़क संपर्क जैसी ढांचागत सहायता और सिविल ठेकेदारों सहित निर्माण एजेंसियां समान महत्व की हैं। रिपोर्ट में निम्नलिखित प्रमुख इनपुट की आवश्यकता और उपलब्धता की जांच की गई है -

- ताप-विद्युत, जल-विद्युत, पवन और सौर ऊर्जा संयंत्रों और अन्य नवीकरणीय स्रोतों के लिए उपकरणों की आवश्यकता।
- सीमेंट, स्टील और एल्युमिनियम जैसी प्रमुख सामग्रियों की आवश्यकता।
- परिवहन की आवश्यकता यथा- रेलवे, सड़क मार्ग, बंदरगाह, अंतर्देशीय जलमार्ग, एलएनजी टर्मिनल और गैस पाइपलाइन।

- भूमि और जल की आवश्यकता।
- निर्माण मशीनरी की उपलब्धता।
- सौर ऊर्जा उत्पादन के लिए सामग्री की उपलब्धता।

9.1. वर्ष 2022-27 और 2027-32 की अवधि के लिए क्षमता वृद्धि योजना

बेस केस उत्पादन अध्ययन के आधार पर, वर्ष 2021-22 के अंत में देश में विभिन्न ऊर्जा स्रोतों (तापविद्युत-कोयला और गैस, जलविद्युत, नाभिकीय ऊर्जा, नवीकरणीय-सौर, पवन, बायोमास, लघु जलविद्युत) से संस्थापित क्षमता, तालिका 9.1 में दर्शाई गई है।

तालिका 9.1
31.03.2022 तक विभिन्न ऊर्जा स्रोतों से संस्थापित क्षमता

क्र.सं.	स्रोत	क्षमता(मेगावाट)
1	कोयला +लिग्नाइट	210700
2	गैस	24899
3	नाभिकीय	6780
4	जलविद्युत (लघु जलविद्युत सहित)	46825
6	सौर ऊर्जा	53996
7	पवन ऊर्जा	40358
8	पंपड स्टोरेज	4746
9	बायोमास	10682
	कुल*	398986

* 510 मेगावाट डीजल आधारित क्षमता को छोड़कर

वर्ष 2022-27 और 2027-32 के लिए उत्पादन योजना अध्ययनों द्वारा अनुमानित क्षमता वृद्धि योजना, तालिका 9.2 में दर्शाई गई है।

तालिका 9.2
वर्ष 2022-27@ और 2027-32 के लिए क्षमता वृद्धि योजना

क्र.सं.	स्रोत/वर्ष	2022-27 में क्षमता वृद्धि (मेगावाट)	2027-32 में क्षमता वृद्धि (मेगावाट)
1	सोलर पीवी	131,570	179,000
2	पवन शक्ति	32,537	49,000
3	कोयला	25,580	25,480
4	जलविद्युत*	10,814	9,982
5	नाभिकीय	6,300	6,600
6	पंपड स्टोरेज	2,700	19,240
7	बायोमास	2,318	2,500

8	गैस ऊर्जा	0	0
	कुल (मेगावाट)	211,819	291,802
	बैटरी एनर्जी स्टोरेज सिस्टम (मेगावाट/मेगावाट घंटा)	8,680/34,720	38,564/201,500

*लघु जलविद्युत सहित लेकिन 5856 मेगावाट के जलविद्युत आयात को छोड़कर

@ वर्ष 2022-23 की अवधि के दौरान 31.12.2022 तक 9,306 मेगावाट सौर, 1572 मेगावाट पवन, 50 मेगावाट बायोमास और 208 मेगावाट जलविद्युत (एसएचपी सहित) पहले ही जोड़ी जा चुकी है

9.2. उपकरणों की आवश्यकता

9.2.1. ताप-विद्युत संयंत्र

9.2.1.1. प्रमुख संयंत्र उपकरण

आगामी दस वर्षों में ताप विद्युत क्षमता में लगभग 51 गीगावाट की वृद्धि होने की उम्मीद है। तदनुसार, प्रतिवर्ष लगभग 5.1 गीगावाट तापविद्युत उत्पादन में वृद्धि अपेक्षित है। बॉयलर, टर्बाइन और जेनरेटर (बीटीजी) तापविद्युत संयंत्र का एक प्रमुख हिस्सा है। तालिका 9.3 में दर्शाए गए आँकड़ों के अनुसार, देश में समग्र बीटीजी उत्पादन क्षमता लगभग 22 से 25 गीगावाट प्रति वर्ष होने का अनुमान लगाया गया है।

तालिका 9.2

देश में बीटीजी उत्पादन क्षमता

क्र.सं.	कम्पनी	बॉयलर (मेगावाट)	टर्बाइन जेनरेटर (मेगावाट)
1	बी एच ई एल	13500	13500
2	एल एंड टी-एमएचआई पावर बॉयलर प्राइवेट लिमिटेड	4000	-
3	एल एंड टी एमएचआई पावर टर्बाइन जेनरेटर प्राइवेट लिमिटेड	-	4000
4	डूसन पावर सिस्टम प्राइवेट लिमिटेड	2200	-
5	जीई पावर सिस्टम्स इंडिया प्राइवेट लिमिटेड	-	4000
6	तोशिबा जेएसडब्ल्यू पावर सिस्टम प्राइवेट लिमिटेड	-	3000
7	थर्मेक्स - बैबकोक और विलकोक्स	3000	-
	कुल	22700	24500

इस प्रकार, प्रमुख संयंत्र उपकरणों की पर्याप्त स्वदेशी विनिर्माण क्षमता देश में उपलब्ध है। हाँलांकि, अधिकांश निर्माताओं के पास कथित तौर पर अपेक्षित ऑर्डर नहीं हैं और उन्होंने ऑर्डर की कमी पर चिंता व्यक्त की है।

9.2.1.2. संयंत्र संतुलन (बीओपी) उपकरण

निम्नलिखित संयंत्र संतुलन उपकरणों का निर्धारण आवश्यकताओं के लिए किया गया है:

9.2.1.2.1. ड्राई बॉटम ऐश हैंडलिंग प्रणाली

इस प्रणाली में, तल में जमी राख को हवा से ठंडा किया जाता है क्योंकि राख बॉयलर से हटते हुए उड़कर तल में जमा हो जाता है। इस प्रकार राख को हवा से ठंडा किए जाने के कारण जल की आवश्यकता खत्म हो जाती है जिससे जल की खपत में पर्याप्त बचत हो जाती है। चूंकि इस प्रणाली में तल में जमी राख के प्रबंधन के लिए जल का उपयोग नहीं होता है, अतः पारंपरिक हाइड्रोलिक परिवहन प्रणालियों से निम्नलिखित लाभ उभरकर सामने आए हैं:

- पर्यावरण पर कम दुष्प्रभाव
- तल पर जमी शुष्क राख का व्यापक और अधिक प्रभावी उपयोग
- उपकरण और मशीन पर कम खर्च।

ड्राई बॉटम ऐश हैंडलिंग प्रणाली वर्तमान में देश में निर्मित नहीं की जा रही है।

9.2.1.2.2 उच्च सांद्रता घोल निपटान (एचसीएसडी):

उच्च सांद्रता वाली फ्लाई ऐश घोल, फ्लाई ऐश निपटान प्रणाली है जिसका भारत में कई कोयला आधारित ताप विद्युत संयंत्रों में अनुपालन किया जाता है। घोल के तनुकरण को कम करने के प्रयासों से ऊर्जा संरक्षण के साथ-साथ जल संरक्षण भी होगा। एचसीएसडी प्रणाली के प्रमुख लाभ नीचे दिए गए हैं:

1. जल की खपत: उच्च सांद्रता वाली राख के घोल में तनु घोल की तुलना में 12 गुना कम जल का उपयोग होता है।
2. पर्यावरण में जल के रिसाव से कोई प्रदूषण नहीं होता या न्यूनतम प्रदूषण होता है।
3. राख के रिसाव के बिना पाइपलाइन परिवहन सुरक्षित, ध्वनिमुक्त और विश्वसनीय होता है।
4. पाइपलाइन स्केलिंग समाप्त हो जाती है।
5. उच्च उपलब्धता, कल-पुर्जों का कम उपयोग, रखरखाव में कम खर्च।
6. प्रणाली को चलाने के लिए ऊर्जा की पर्याप्त बचत।

एचसीएसडी प्रणाली का पूरी तरह से निर्माण देश में नहीं किया जा रहा है, इस प्रणाली में घोल पंप जैसे प्रमुख घटकों का आयात किया जा रहा है।

9.2.1.2.3 एयर कूल्ड कंडेनसर (एसीसी):

एक एयर-कूल्ड कंडेनसर (एसीसी) एक प्रत्यक्ष ड्राई कूलिंग प्रणाली है जहां एयर-कूल्ड पतले ट्यूबों के अंदर भाप को संघनित किया जाता है। चूंकि इस प्रकार के विद्युत संयंत्र, जो एसीसी से सुसज्जित हैं, को विशाल मात्रा में ठंडे जल की आवश्यकता नहीं होती है, विद्युत संयंत्र आसानी से ऐसे क्षेत्र में बनाए जा सकते हैं जहां जल की उपलब्धता नहीं है, या जहां इसका उपयोग प्रतिबंधित है या महंगा है। वर्तमान में तापविद्युत संयंत्रों के लिए एसीसी, ड्राई कूलिंग तकनीक में सबसे आगे हैं। बहु पंक्ति ट्यूब व्यवस्था के साथ कम रेटिंग वाले एसीसी डिजाइन भारत में उपलब्ध है, जबकि बीएचईएल में उच्च रेटिंग वाले डिजाइन को देश में निर्माण करने का प्रयास किया जा रहा है। एसीसी में उपयोग किए जाने वाले घटकों जैसे वैक्यूम पंप, ट्यूब बंडलों के लिए कच्चा माल आदि को स्वदेश में बनाने के प्रयत्न किए जा रहे हैं। संपूर्ण एसीसी का लगभग 5% से 7% आयात किया जाता है।

इसलिए, कुछ विशिष्ट संयंत्र संतुलन उपकरणों की देश में उपलब्धता में कुछ बाधाएं विद्यमान हैं जैसा कि ऊपर बताया गया है।

9.2.1.2.4 उत्सर्जन नियंत्रण उपकरण

9.2.1.2.4.1. फ्लू गैस डिसल्फराइजेशन (एफडीजी)

पर्यावरण, वन और जलवायु परिवर्तन मंत्रालय द्वारा अधिसूचित नए उत्सर्जन मानदंडों को पूरा करने के लिए, तापविद्युत संयंत्रों में SO₂ उत्सर्जन को नियंत्रित करने के लिए एफडीजी स्थापित करने की आवश्यकता है। वैसे तो पर्याप्त एफडीजी प्रणाली के आपूर्तिकर्ता मौजूद हैं, और एफडीजी के निर्माण में उपयोग किए जाने वाले अधिकांश घटक स्वदेशी रूप से उपलब्ध हैं, फिर भी निम्नलिखित घटकों के संबंध में कुछ बाधाएं हैं—]

❖ कुछ विशेष सामग्री का आयात किया जाता है जैसे कि -

- सी 276 चादर/शीट
- टाइटेनियम जीआर 2 चादर/शीट

- मिश्र धातु 59, हेस्ट मिश्र धातु सी 22, मिश्र धातु 31
- ब्रोमो-ब्यूटाइल रबर लाइनिंग
- बोरोसिलिकेट लाइनिंग

❖ एफजीडी में शामिल कुछ विशिष्ट प्रणालियाँ

- जिप्सम डीवाटरिंग प्रणाली
- स्लरी रीसर्क्युलेंटिंग पंप
- एजीटेटर्स
- धुंध विलोपक

यद्यपि भारत में 70 से 80% एफजीडी घटकों की विनिर्माण क्षमता उपलब्ध है, शेष 20 से 30% एफजीडी घटकों का आयात अन्य देशों से किया जा रहा है। ऐसा अनुमान है कि भारत में इन वस्तुओं की निर्माण क्षमता बनाने में लिए कुछ वर्ष और लगेंगे।

9.2.1.2.4.2. चयनात्मक उत्प्रेरक न्यूनीकरण (एससीआर)

पर्यावरण, वन और जलवायु परिवर्तन मंत्रालय द्वारा अधिसूचित नए उत्सर्जन मानदंडों के तहत NO₂ उत्सर्जन मानकों को पूरा करने के लिए, तापविद्युत संयंत्रों को या तो दहन संशोधन को लागू करने या एससीआर स्थापित करने की आवश्यकता होती है जो किसी विशेष इकाई / संयंत्र पर लागू मानदंडों की युक्तियुक्तता पर निर्भर करता है।

जबकि पर्याप्त एससीआर प्रणाली आपूर्तिकर्ता मौजूद हैं, और कुछ एससीआर घटकों को स्वदेशी रूप से उपलब्ध कराया जा सकता है, फिर भी फेरिटिक स्टेनलेस स्टील्स, टाइटेनियम ऑक्साइड (TiO₂) उत्प्रेरक इत्यादि जैसे प्रमुख घटकों के संबंध में कुछ बाधाएं विद्यमान हैं। अनेक सूत्रों से उपलब्ध हुई जानकारी के अनुसार, मेसर्स बीएचईएल अपने एससीआर उत्प्रेरक की निर्माण क्षमता में 4,000 मेगावाट प्रति वर्ष तक वृद्धि कर रहा है।

9.2.1.3. निर्माण मशीनरी

एक आम सहमति है कि विद्युत संयंत्रों के लिए प्रमुख निर्माण मशीनरी की उपलब्धता में कोई बाधा उत्पन्न नहीं होती है। हालांकि, ठेकेदार आमतौर पर अपनी क्षमता से ज्यादा काम ले लेते हैं और इससे साइट पर संसाधन जुटाने में विलम्ब हो जाता है। निर्माण कार्यक्रम की उचित योजना और पहले से ही संसाधनों का प्रावधान इस समस्या का समाधान कर सकता है। 660 मेगावाट सेट के निर्माण के लिए आवश्यक प्रमुख निर्माण उपकरणों की सूची तालिका 9.4 में दी गई है।

तालिका 9.4
660 मेगावाट सेट के लिए प्रमुख निर्माण उपकरण

क्र.सं.	660 मेगावाट सेट के लिए प्रमुख निर्माण उपकरण
1.	सीलिंग गर्डर इरेक्शन के लिए हैवी लिफ्ट हाई रीच (एचएलएचआर) क्रेन (600 मीट्रिक टन या उससे अधिक की क्षमता)
2.	दो 250/270/300 मीट्रिक टन क्लास क्रेन
3.	250/270 मीट्रिक टन क्लास क्रेन
4.	चार 135/150 एमटी क्लास क्रेन
5.	दो 100/120 एमटी क्लास क्रेन

6.	दो 100/120 मीट्रिक टन क्लास क्रेन। या दो 20 मीट्रिक टन क्षमता का टॉवर क्रेन
7.	छ: 75/80 मीट्रिक टन क्लास क्रेन
8.	इन्डक्शन हीटिंग मशीन
9.	स्ट्रैंड जैक सिस्टम

9.2.1.4. मौजूदा ताप- विद्युत परियोजनाओं के लिए कल-पूर्जे और रखरखाव अनुबंधों की आवश्यकता

पिछले दशक में नवीकरणीय ऊर्जा पर नए सिरे से जोर दिया गया है और जीवाश्म ईंधन से नवीकरणीय ऊर्जा में बदलाव की यह प्रवृत्ति आगामी दशकों में जारी रहने की उम्मीद है, जिससे कोयला आधारित विद्युत की नई क्षमता वृद्धि दर में तेजी से गिरावट आने की संभावना है। (ओईएम की क्रमिक आवाजाही ताप- विद्युत पूँजीगत उपकरण के निर्माण से दूर होती जा रही है।) थर्मल कैपिटल इक्विपमेंट के उत्पादन से ओईएम का धीरे-धीरे दूर होना अपेक्षित है।

अतिरिक्त कल-पूर्जे की उपर्युक्त स्थिति से कोयला आधारित विद्युत संयंत्रों के लिए घिसावट वाले पुर्जों और सेवाओं पर असर पड़ सकता है विशेष रूप से ऐश हैंडलिंग प्लांट (एएचपी), कोल हैंडलिंग प्लांट (सीएचपी) और कोयला मिलों के लिए। बॉयलर क्षेत्र में लगे पंखों और एयर-प्रीहीटर्स के बियरिंग की आपूर्ति प्रभावित हो सकती है। भारत में उच्च स्तर की बियरिंग्स और बॉयलर ट्यूबों की भी उपलब्धता सीमित हो सकती है। टर्बाइन जनरेटर (टीजी) क्षेत्र में, पुरानी पीढ़ी के टर्बाइनों की संचालन प्रणाली के लिए कल-पुर्जे लंबे समय तक कोयला आधारित उत्पादन को प्रभावित कर सकते हैं।

इसलिए, भविष्य में कल-पूर्जे की स्थिति और इसके परीक्षण की आवश्यकताओं का अनुमान लगाना ताप- विद्युत यूटिलिटीज के हित में होगा और इसके अनुसार अपने संयंत्रों को विश्वसनीय संचालन के लिए तैयार करना होगा।

9.2.2. जल- विद्युत संयंत्र

जलविद्युत संयंत्र (एचईपी) की संस्थापना में हाइड्रो-मैकेनिकल, इलेक्ट्रो-मैकेनिकल और सिविल कार्य शामिल होते हैं।

ऐसा प्रतीत होता है कि इनमें से प्रत्येक क्षेत्र में पर्याप्त संख्या में कंपनियां शामिल हैं। (प्रमुख आपूर्तिकर्ताओं की सूची अनुबंध-9.1 में दी गई है)। हालांकि, यह देखा गया है कि जलविद्युत संयंत्रों के गेट्स के लिए हाइड्रोलिक प्रणाली के कुछ घटकों को अभी भी पूरी तरह से स्वदेश में निर्माण किए जाने की आवश्यकता है। विशेष रूप से स्पिलवे गेट, पेनस्टॉक इटेक गेट, सिल्ट एक्सक्लूडर गेट और पावर पैक के हाइड्रोलिक प्रणाली में प्रयोग होने वाले सिलेंडर इटली और जर्मनी जैसे देशों से आयात किए जा रहे हैं। इसलिए, देश में इन घटकों के उत्पादन के प्रयासों में तेजी लाई जा सकती है।

हालांकि, देश में जलविद्युत विकास के लिए उपकरणों की उपलब्धता मुख्य चिंता का विषय नहीं है, लेकिन सिविल ठेकेदारों की क्षमता के संबंध में कुछ बाधाएं अवश्य हैं। चूंकि सिविल निर्माण और इंजीनियरिंग, आमतौर पर समग्र परियोजना में लगे समय और एचईपी की लागत का एक बड़ा हिस्सा होता है, इसलिए यह हमेशा ही चिंता का विषय रहा है। समिति के संज्ञान में आया है कि एचईपी की क्षमता वृद्धि की धीमी प्रगति के कारण भारतीय सिविल ठेकेदारों की वित्तीय स्थिति और क्षमता वर्षों से कम होती गई है। यह एक क्षेत्र विशेष का मुद्दा है एवं हाँलाकि, ठेकेदारों को दी जाने वाली नकदी प्रवाह को सुगम बनाने, योग्यता आवश्यकताओं में ढील देने आदि जैसे उपाय किए जा रहे हैं, अतः इस मामले पर अधिक ध्यान देने की आवश्यकता है। इस संबंध में, विद्युत मंत्रालय द्वारा दिनांक 8 मार्च, 2019 को जारी कार्यालय ज्ञापन "जलविद्युत क्षेत्र को बढ़ावा देने के विभिन्न उपाय" (अनुबंध-क 8) का संदर्भ ग्रहण किया जा सकता है।

9.2.3. पवन ऊर्जा संयंत्र

भारत में, लगभग 10,000 मेगावाट प्रति वर्ष की स्वदेशी वार्षिक उत्पादन क्षमता सहित 17 से अधिक पवन टरबाइन निर्माता उपलब्ध हैं। भारत के पास देश के अधिकांश प्रमुख पवन घटकों का विनिर्माण आधार मौजूद है। वे घटकों स्वदेशी

पवन टरबाइन उद्योग को घटकों की उपलब्धि कराते हैं और वैश्विक पवन टरबाइन बाजार में घटकों का निर्यात करते हैं। देश में उपलब्ध वर्तमान पवन टरबाइन गियरबॉक्स निर्माण क्षमता प्रति वर्ष 6 गीगावाट से अधिक है, यह पवन टरबाइन विद्युत संयंत्रों की वर्तमान वार्षिक आवश्यकता से भी अधिक है।

इसलिए, वर्तमान गियरबॉक्स निर्माण क्षमता, मौजूदा मांग और भविष्य में मांग की वृद्धि, दोनों को पूरा कर सकती है। मुख्य गियरबॉक्स के अलावा, पिच और यॉ ड्राइव दोनों के लिए निर्माण क्षमता भी प्रति वर्ष 10 गीगावाट से अधिक पर पर्याप्त है।

हालांकि, कुछ मामलों में, पवन टरबाइन विद्युत संयंत्रों के लिए आवश्यक गियर बॉक्स भी गुणवत्ता, लागत और वितरण समय से संबंधित समस्याओं के कारण भारत में आयात किए जा रहे हैं। इसलिए, इस क्षेत्र में गुणवत्ता और लागत प्रभावशीलता पर अधिक ध्यान देने की आवश्यकता है। इस संबंध में, एनआईडब्ल्यूई द्वारा तैयार की गई रिपोर्ट 'स्वदेशी स्तर पर पवन टरबाइन घटकों के उत्पादन में अभिवृद्धि - आत्मनिर्भर भारत की ओर एक कदम, सितंबर 2020' का संदर्भ ग्रहण किया जा सकता है।

9.2.4 सौर ऊर्जा संयंत्र

भारत ने सौर ऊर्जा परियोजना से संबंधित उपकरणों का देश में उत्पादन करने में महत्वपूर्ण प्रगति की है। हालांकि, प्रमुख सौर उपकरणों की निर्माण क्षमता के लिए देश की महत्वाकांक्षी सौर क्षमता वृद्धि योजनाओं के अनुरूप उत्पादन कठिन लगता है। वर्तमान में भारत में सोलर पीवी मॉड्यूल निर्माण क्षमता लगभग 12 गीगावाट प्रतिवर्ष है, जबकि सोलर पीवी सेल के लिए विनिर्माण क्षमता लगभग 3.0 गीगावाट प्रतिवर्ष और सौर इनवर्टर की उत्पादन क्षमता लगभग 5 गीगावाट प्रतिवर्ष है।

इसके अलावा, सोलर पीवी संयंत्रों के लिए अन्य विद्युत उपकरण जैसे स्ट्रिंग और सेंट्रल इनवर्टर, केबल्स आदि की आवश्यकता होती है। जहाँ 1 मेगावाट क्षमता वाले विद्युत संयंत्र के लिए 5-6 स्ट्रिंग इनवर्टर की आवश्यकता होती है वहीं प्रत्येक 2-4 मेगावाट क्षमता वाले विद्युत संयंत्र के लिए एक सेंट्रल इन्वर्टर पर्याप्त होता है। जिन केबल की आवश्यकता पड़ती है वे इस प्रकार हैं: स्ट्रिंग केबल, 2800 मीटर प्रति मेगावाट, डीसी पावर केबल, 3000 मीटर प्रति मेगावाट और एचवी केबल (33केवी), 500 मीटर प्रति मेगावाट।

9.2.5. अन्य नवीकरणीय स्रोत

9.2.5.1. लघु जलविद्युत

देश में लघु जलविद्युत उपकरण निर्माण क्षमता 1000 मेगावाट प्रति वर्ष है, तथा देश में इस क्षेत्र में 6-7 स्थापित विनिर्माण कंपनियां मौजूद हैं। प्रमुख विनिर्माताओं की सूची अनुबंध 9.2 में दी गई है। लघु जलविद्युत परियोजना के लिए अधिकांश कच्चा माल भारत में उपलब्ध है। हालांकि, जेनरेटर के 20% तक घटकों का आयात किया जाता है। नियंत्रण पैनल और गवर्नर देश में उपलब्ध हैं।

9.2.5.2 बायोमास

इन परियोजनाओं के लिए सभी उपकरण, प्रौद्योगिकी और सेवाओं की आपूर्ति स्वदेशी रूप से की जा सकती है।

9.2.6. भारत में उपकरणों की उपलब्धता - मेक इन इंडिया द्वारा किए गए प्रयत्न

भारत में विद्युत संयंत्र उपकरणों के लिए आयात पर निर्भरता कम करने के प्रयास चल रहे हैं। वर्तमान में, ताप विद्युत संयंत्रों में उपयोग किए जाने वाले कई घटकों/प्रणालियों का आयात किया जा रहा है। उच्च दबाव (एचपी) और 10% कोर स्टील के इंटरमीडिएट प्रेशर (आईपी) रोटार फोर्जिंग जैसे बड़े भाग टरबाइन घटकों का वजन की परवाह किए बिना आयात किया जा रहा है। इसके अतिरिक्त सभी कम दबाव (एलपी) रोटर्स भी आयात किए जा रहे हैं। 36 मिमी से अधिक मोटाई के बड़े व्यास मिश्र धातु स्टील पाइप एसए335पी और कार्बन स्टील पाइप एसए106जीआरसी आयात किए जा रहे हैं। (इसके अलावा, एचपी/आईपी टर्बाइन वाल्व, टर्बाइन कंट्रोल वाल्व के लिए सर्वो वाल्व और जेनरेटर टर्मिनल बुशिंग के लिए

इलेक्ट्रोहाइड्रोलिक एक्ज्यूएटर्स के लिए कोई स्वदेशी आपूर्तिकर्ता नहीं है।) उच्च दबाव (एचपी)/ इंटरमीडिएट प्रेशर (आईपी) के लिए इलेक्ट्रोहाइड्रोलिक एक्ज्यूएटर्स, टर्बाइन कंट्रोल वाल्व के लिए सर्वो वाल्व और जेनरेटर टर्मिनल बुशिंग का कोई स्वदेशी आपूर्तिकर्ता नहीं है।

इसी तरह अन्य स्रोतों के लिए, कुछ ऐसे घटकों जैसे- कुछ जेनरेटर घटकों से लेकर विशेष गुणवत्ता वाले स्टील के हिस्से तक के आयात पर निर्भरता बनी हुई जिनका उत्पादन भारत में नहीं होता। नवीकरणीय ऊर्जा के मामले में, सौर ऊर्जा संयंत्रों के लिए हमें अधिक मात्रा में इसके आयात पर निर्भर रहना पड़ता है। यह देश सोलर मॉड्यूल/पैनलों के निर्माण के लिए बड़े पैमाने पर सोलर सेल का आयात कर रहा है। विद्युत संयंत्र उपकरण में आयात घटक को कम करने के लिए मेक इन इंडिया (एमआईआई) पहल के माध्यम से भारत सरकार द्वारा प्रयास किए जा रहे हैं। भारत सरकार ने आय और रोजगार में वृद्धि के उद्देश्य से भारत में वस्तुओं और सेवाओं के निर्माण और उत्पादन को बढ़ावा देने के लिए औद्योगिक नीति और संवर्धन विभाग (डीआईपीपी) के माध्यम से सार्वजनिक खरीद (मेक इन इंडिया को वरीयता) आदेश 2017 और उसका संशोधन (समय-समय पर) जारी किया है। डीआईपीपी द्वारा जारी उक्त आदेशों के अनुसरण में, विद्युत मंत्रालय समय-समय पर सभी सार्वजनिक खरीद संस्थाओं द्वारा विद्युत क्षेत्र में उपयोग किए जाने वाले घरेलू रूप से निर्मित उत्पादों को वरीयता दिए जाने संबंधी आदेश जारी करता है।

9.3. प्रमुख सामग्री की आवश्यकता

9.3.1. सीमेंट, स्टील, एल्युमिनियम

वर्ष 2022-27 की अवधि के लिए क्षमता वृद्धि योजना के अनुसार सामग्री (सीमेंट, संरचनात्मक स्टील, प्रबलित स्टील, स्टेनलेस स्टील और एल्युमीनियम) की कुल आवश्यकता हजार मीट्रिक टन में तालिका 9.5 में दी गई है। वर्ष 2022-27 के लिए लगभग 46.0 मिलियन मीट्रिक टन सामग्री की आवश्यकता का अनुमान है।

तालिका 9.5

वर्ष 2022-27 में सामग्री की समग्र आवश्यकता (हजार मीट्रिक टन में पूर्णांकित मान)

क्र.सं.	सामग्री (हजार एमटी)	कोयला	नाभिकीय	जलविद्युत	सौर	पवन	बायोमास	कुल
1	सीमेंट	4809	1537	12718	2751	3406	1134	26355
2	संरचनात्मक स्टील	2251	718	453	2934	4645	3402	14402
3	प्रबलित स्टील	1228	391	1237	-	2128	-	5023
4	स्टेनलेस स्टील	51	16	-	-	-	-	67
5	एल्युमीनियम	13	4	1	-	-	-	18

तदनुसार, वर्ष 2027-32 की अवधि के लिए परिप्रेक्ष्य योजना के आधार पर, हजार मीट्रिक टन में सामग्री की आवश्यकता का विवरण तालिका 9.6 में दर्शाया गया है। वर्ष 2027-32 के लिए लगभग 72.3 मिलियन मीट्रिक टन सामग्री की आवश्यकता का अनुमान है।

तालिका 9.6

वर्ष 2027-32 में सामग्री की समग्र आवश्यकता (हजार मीट्रिक टन में पूर्णांकित मान)

क्र.सं.	सामग्री (हजार एमडब्ल्यू)	कोयला	नाभिकीय	जलविद्युत	सौर	पवन	बायोमास	कुल
1	सिमेंट	4790	1610	27936	4028	5390	1250	45004
2	संरचनात्मक स्टील	2242	752	994	4296	7350	3750	19384
3	प्रबलित स्टील	1223	409	2718	-	3430	-	7780
4	स्टेनलेस स्टील	51	17	-	-	-	-	68
5	एल्युमीनियम	13	5	3	-	-	-	20

तापविद्युत, नाभिकीय, जलविद्युत और नवीकरणीय ऊर्जा परियोजनाओं के लिए आवश्यक प्रमुख सामग्रियों के अनुमान के लिए निम्नलिखित मानदंडों (तालिका 9.7, तालिका 9.8 और तालिका 9.9 में वर्णित) का प्रयोग किया गया है।

तालिका 9.7

तापविद्युत परियोजनाओं के लिए प्रमुख सामग्रियों के आकलन हेतु प्रयुक्त मानदंड

क्र.सं.	सामग्री (टन/मेगावाट)	तापविद्युत	
		कोयला/लिग्नाइट	गैस
1	सिमेंट	188	60
2	संरचनात्मक स्टील	88	29
3	प्रबलित स्टील	48	24
4	स्टेनलेस स्टील	2	1
5	एल्युमीनियम	0.5	0.5

तालिका 9.8

जलविद्युत और नाभिकीय विद्युत परियोजनाओं के लिए प्रमुख सामग्रियों के आकलन हेतु प्रयुक्त मानदंड
नाभिकीय परियोजनाओं के लिए सिमेंट और अन्य सामग्रियों के लिए एनईपी-2015 में अभिनिर्धारित कोयला आधारित परियोजनाओं की आवश्यकता के 130 प्रतिशत मात्रा के अनुसार माना गया है।

क्र.सं.	सामग्री (टन/मेगावाट)	नाभिकीय ऊर्जा	जलविद्युत
1	सिमेंट	244	956
2	संरचनात्मक स्टील	114	34
3	प्रबलित स्टील	62	93
4	स्टेनलेस स्टील	2.6	-
5	एल्युमीनियम	0.7	0.1

तालिका 9.9

नवीकरणीय परियोजनाओं के लिए प्रमुख सामग्रियों के आकलन हेतु प्रयुक्त मानदंड

क्र.सं.	सामग्री (टन/मेगावाट)	सौर ऊर्जा संयंत्र	बायोमास ऊर्जा संयंत्र	पवन ऊर्जा	लघु जलविद्युत संयंत्र*
1	सिमेंट	20 – 25	500	110	160
2	स्टील	21 – 27	1500	220	190
3	एल्युमीनियम@	-	-	-	-
4	कॉपर	1 – 1.25	-	-	-

@ एल्युमीनियम का प्रयोग केवल विद्युत निकासी में प्रयुक्त पारेषण लाइनों में किया जाता है। इसे यहां भौतिक उपयोग के रूप में बाहर रखा गया है। यहां इसका ऊर्जा संयंत्र सीमा के भीतर सामग्री में उपयोग शामिल नहीं है।

* यह आंकड़ा इस धारणा के साथ निकाला गया है कि 30% एसएचपी परियोजनाएं नहर के जल और बांध के निचले हिस्से पर स्थापित हैं जिनके लिए कम निर्माण सामग्री की आवश्यकता होती है और 70% एसएचपी परियोजनाएं पहाड़ी क्षेत्र में संस्थापित होती हैं।

9.3.2. तापीय ऊर्जा संयंत्र (टीपीएस) के लिए ट्यूब, पाइप और मोटी बॉयलर प्लेट्स

तालिका 9.10

टीपीएस के लिए ट्यूब, पाइप और मोटी बॉयलर प्लेट्स के आकलन हेतु प्रयुक्त मानदंड

सामग्री	सुपरक्रिटिकल यूनिट्स के लिए (टन/मेगावाट में)
ट्यूब व पाइप	10.62
मोटी बॉयलर गुणवत्ता प्लेट्स	3.38 / 1.61*

*20 मिमी से अधिक मोटी प्लेट के लिए यह मान 3.38 है जबकि मोटी बॉयलर प्लेटों के रूप में 100 मिमी से अधिक मोटी प्लेट के लिए यह मान 1.61 है।

9.3.3. तापीय ऊर्जा संयंत्र (टीपीएस) के लिए टर्बाइन-जनरेटर (टीजी) सेट हेतु कास्टिंग और फोर्जिंग

तालिका 9.11

टीपीएस के लिए कास्टिंग और फोर्जिंग लगाने के आकलन हेतु प्रयुक्त मानदंड

क्र.सं.	उपकरण	कास्टिंग का भार (एमटी प्रति सेट)	फोर्जिंग का भार (एमटी प्रति सेट)
1.	टर्बाइन (660 मेगावाट)	430 – 477	221 – 250
2.	टर्बाइन (800 मेगावाट)	380 – 528	220 – 255
3.	जेनरेटर	2.5 – 3	102 – 130

9.3.4. टीपीएस के लिए उत्सर्जन नियंत्रण उपकरण

9.3.4.1. फ्लू गैस डिसल्फराइजेशन:

2 x 500 मेगावाट टीपीएस हेतु एक विशिष्ट एफजीडी प्रणाली के लिए प्रमुख आवश्यकता (मीट्रिक टन में) तालिका 9.12 में दी गई है। सटीक मान इकाई-विशिष्ट डिज़ाइन पहलुओं पर निर्भर होते हैं।

तालिका 9.12

एक विशिष्ट एफजीडी प्रणाली (2x500 मेगावाट) के लिए प्रमुख सामग्री आवश्यकता (एमटी)

क्र.सं.	प्रमुख सामग्री	सामग्री की आवश्यकता (एमटी)
i	सिमेंट	25,000
ii	संरचनात्मक स्टील	15,000
iii	प्रबलित स्टील	5,750 – 6000
iv	स्टेनलेस स्टील व प्लेट	350 – 400
v	एल्युमीनियम	50 – 70
vi	कास्टिंग और फोर्जिंग	200
vii	कास्टिंग और फोर्जिंग विशेष मिश्रधातु/ डुप्लेक्स स्टेनलेस स्टील	50
viii	ट्यूब और पाइप	600 – 800
ix	बीक्यू प्लेट्स	30
x	अवशोषक के लिए सी 276 चादर/शीट	350 – 375
xi	डक्टींग के लिए टाइटेनियम जीआर2	300 – 350

अधिकांश फ्लू गैस डिसल्फराइजेशन तकनीक चूना पत्थर पर आधारित है। खान मंत्रालय से उपलब्ध सूचना के अनुसार, भारत में 1,70,749 मिलियन टन चूना पत्थर का भंडार है जिसमें 38% से अधिक CaO है, और 50% से अधिक CaO अनुपात वाले चूना पत्थर की मात्रा 1640 मिलियन टन है। वर्ष 2018-19 में चूना पत्थर का उत्पादन 351 मिलियन टन था, जिसमें सीमेंट उद्योगों का लगभग 95% उत्पादन का उपयोग हुआ था। जब सभी संयंत्र एफजीडी का उपयोग करने लगेंगे, तो ऐसा अनुमान है कि आगामी वर्षों में तापविद्युत क्षेत्र में चूना पत्थर की आवश्यकता बढ़कर लगभग 18 मिलियन टन हो जाएगी। मौजूदा भंडार और उत्पादन क्षमता को देखते हुए यह एक संभव लक्ष्य लगता है।

9.3.4.2. चयनात्मक उत्प्रेरक न्यूनीकरण (एससीआर)

एमटी/मेगावाट में 660/800 मेगावाट इकाई के लिए एससीआर की प्रमुख सामग्री की आवश्यकता तालिका 9.13 में दी गई है।

तालिका 9.13

विशिष्ट 660/800 मेगावाट संयंत्र में एससीआर की प्रमुख सामग्री आवश्यकता (एमटी/मेगावाट)

क्र.सं.	सामग्री	सामग्री/ मेगावाट
1	फेरिटिक स्टेनलेस स्टील ग्रेड 430	0.280
2	टाइटेनियम डाइऑक्साइड (TiO ₂)	0.193
3	संरचनात्मक स्टील	5
4	एसए 516 ग्रेड 70	0.3 – 0.5
5	कार्बन स्टील	1.14 – 1.20

9.3.5. सौर ऊर्जा संयंत्रों के लिए सामग्री की आवश्यकता

समस्त संस्थापित नवीकरणीय ऊर्जा में सौर ऊर्जा का हिस्सा लगभग 45% है। कच्चा पॉलीक्रिस्टलाइन सिलिकॉन, जिसे आमतौर पर पॉलीसिलिकॉन कहा जाता है, सिलिकॉन का एक उच्च शुद्धता वाला रूप है जो सौर फोटोवोल्टिक (पीवी) निर्माण उद्योग में एक आवश्यक सामग्री घटक के रूप में कार्य करता है। आज यह सौर सेल के उत्पादन के लिए उपयोग की जाने वाली प्राथमिक फीडस्टॉक सामग्री है।

सोलर पैनल टेम्पर्ड ग्लास से बने होते हैं जिसे सेफ्टी कॉच/टफेंड कॉच भी कहा जाता है, इसका प्रयोग सौर पीवी पैनलों के निर्माण के लिए उपयुक्त टेम्पर्ड कॉच की विशिष्ट विशेषताओं के लिए किया जाता है। अधिक मात्रा में नवीकरणीय का उपयोग करने की महत्वाकांक्षा के चलते भारत की ऊर्जा उत्पादन और रेपिंग में सहूलियत (लचीलापन) की आवश्यकता आने वाले वर्षों में बढ़ने की उम्मीद है। अन्य प्रकार के स्टोरेज के अलावा, इन बढ़ती सहूलियत की जरूरतों की पूर्ति के लिए बैटरी आदर्श रूप से उपयुक्त है। सौर पीवी के साथ बैटरी स्टोरेज, ऑन-ग्रिड और ऑफ-ग्रिड दोनों में स्वच्छ विश्वसनीय विद्युत उत्पादन के लिए सबसे अधिक लागत प्रभावी तरीकों में से एक हो सकता है।

तालिका 9.14 में सौर फोटोवोल्टिक विद्युत संयंत्रों की प्रमुख सामग्री आवश्यकता को दर्शाया गया है।

तालिका 9.14
सोलर पीवी के लिए सामग्री के उपयोग का अनुमान*

1.	सौर सेल	मोनोक्रिस्टलाइन / पॉली-क्रिस्टलीय	किग्रा/मेगावाट	4350
2.	टेम्पर्ड एआरसी कॉच	कम लौह सामग्री, उच्च संप्रेषणीयता, 3.2/2.5/2 मिमी मोटाई विरोधी परावर्तक आवरण के साथ	वर्गमीटर/मेगावाट	7500
			टन/मेगावाट	60
3.	फ्रेम के पुर्जे	एनोडाइज्ड एल्युमिनियम, एनोडाइजेशन मोटाई > 15 माइक्रोन, 2 लंबे टुकड़े, 2 छोटे टुकड़े	किमी/मेगावाट	21
4.	सेल इंटरकनेक्ट	मिश्र धातु टिन60शीशा 40, 0.9 मिमी x 0.23 मिमी	किमी/मेगावाट	750

*आकलन के लिए प्रयुक्त अनुमान: i) 1 मेगावाट एसी सौर ऊर्जा के लिए 1.45 मेगावाट डीसी विद्युत की आवश्यकता है;

ii) मॉड्यूल के वजन के हिसाब से कॉच 75% माना गया है।

लिथियम-आयन बैटरी के लिए सामग्री की आवश्यकता तालिका 9.15 में दी गई है।

तालिका 9.15
लिथियम-आयन बैटरी के लिए सामग्री के उपयोग का अनुमान

क्र.सं.	मद	इकाई	मात्रा
1	कोबाल्ट	किलो/मेगावाट घंटा	176
2	लिथियम	किलो/मेगावाट घंटा	144
3	निकेल	किलो/मेगावाट घंटा	475
4	मैंगनीज	किलो/मेगावाट घंटा	166
5	ग्रेफाइट	किलो/मेगावाट घंटा	1109

9.4. परिवहन

विद्युत क्षेत्र की परिवहन आवश्यकताएं

पवन टर्बाइनों के लिए परिवहन अत्यावश्यकताएं

विद्युत संयंत्रों को प्रभावी रूप से स्थापित करने/चालू करने एवं उनके संचालन एवं रखरखाव संबंधी गतिविधियों के लिए परियोजना स्थलों तक सड़क/रेलवे की पहुंच अनिवार्य है। पवन ऊर्जा संयंत्रों के दूरदराज क्षेत्रों में होने से भारी, बड़े आकार के उपकरणों के परिवहन में अक्सर समस्या पैदा होती है। पवन ऊर्जा उद्योग के समक्ष प्राथमिक चुनौतियों में से एक पवन टरबाइन घटकों का बड़ा आकार और आयाम का होना है जिन्हें आम तौर पर पूरे परिवहन में विशेष लॉजिस्टिक रखरखाव की आवश्यकता होती है। एक बार पूरी तरह से निर्मित होने के बाद, ब्लेड को झुकाया या मोड़ा नहीं जा सकता, जिससे ट्रक द्वारा ले जाने वाले मार्ग और मोड़ की त्रिज्या दोनों उचित आयाम की होना आवश्यक है, जिससे शहरी क्षेत्र में सड़क मार्ग द्वारा उत्पन्न बाधाओं से बचने के लिए अक्सर लंबे मार्ग आवश्यक हो जाते हैं। हाँलाकि, जिस टॉवर पर पवन-टरबाइन का निर्माण किया जाता है, वे टावर बहुत ऊँचाई वाले होते हैं, अतः उनकी चौड़ाई पर भी विचार किया जाना महत्वपूर्ण है। उनके परिवहन में अक्सर बाधा उत्पन्न होती है क्योंकि घटकों का व्यास, राजमार्ग के ओवरपास या पुलों के नीचे फिट नहीं हो पाता। ट्रेलरों और अन्य भारी निर्माण उपकरणों द्वारा 15 मीटर से 70 मीटर तक की लंबाई के रोटार ब्लेड का परिवहन करने वाले क्रेन की आवाजाही के लिए सड़क मार्ग पर्याप्त/चौड़ा होना चाहिए।

बायोमास और छोटे जलविद्युत संयंत्रों के परिवहन मापदण्ड पर विचार

चूँकि बायोमास और लघु जलविद्युत आधारित परियोजनाएं आमतौर पर आकार में छोटी होती हैं और दूरस्थ/ग्रामीण क्षेत्रों में स्थित होती हैं, अतः परिवहन क्षमता के संबंध में उनकी आवश्यकता सड़कों/रेल नेटवर्क के आकार की तुलना में सड़कों की उपलब्धता के बारे में अधिक होती है। निर्माण अवस्था के दौरान उपकरणों की आवाजाही और परिचालन अवस्था के दौरान श्रम और ईंधन के परिवहन के लिए मोटर योग्य सड़कें सबसे आवश्यक हैं। यदि रेल नेटवर्क की उपलब्धता हो तो यह एक कम लागत वाला विकल्प हो सकता है।

सौर ऊर्जा संयंत्रों के परिवहन मापदण्ड पर विचार

सौर पीवी और सौर तापविद्युत संयंत्र को सुविधा प्रदान करने के लिए सड़क और रेलवे बुनियादी ढांचा प्रमुख अनिवार्य आवश्यकताएं मानी जाती हैं। यह रसद घटकों, और जनशक्ति की सुचारू आवाजाही के लिए आवश्यक है (स्थापना और रखरखाव के लिए)। विशेष रूप से माल की क्षतिमुक्त आवाजाही के लिए विद्युत संयंत्र स्थल तक जोड़ने वाली सड़कें स्थापित की जानें की आवश्यकता है।

जलविद्युत संयंत्र (एचईपी) के परिवहन मापदण्ड पर विचार

हाँलाकि सड़कों की उपलब्धता बड़े पैमाने पर एचईपी की शीघ्रता से स्थापना करने में वृद्धि करती है, लेकिन जब एचईपी के परिवहन की बात आती है तो वास्तविक चिंताएं इसके वजन और आयाम के परिवहन की ही होती हैं। कार्गो परिवहन के दृष्टिकोण से, एचईपी में ऐसे कई ओवर-डायमेंशनल (ओडीसी) और भारी वजन वाले उपकरण होते हैं, जिन्हें मंजूरी की आवश्यकता होती है, जैसे- जेनरेटर रोटार, रोटार स्पाइडर, जीएसयू ट्रांसफॉर्मर, पेनस्टॉक वाल्व, मेन इनलेट वाल्व, ईओटी क्रेन गर्डर इत्यादि।

9.4.1. बंदरगाह

देश के बड़े और छोटे बंदरगाहों की उपलब्धता से समुद्री व्यापार में उल्लेखनीय वृद्धि हुई है। यह उपभोक्ताओं को अपने उपकरण और सामग्री को सुरक्षित और अपेक्षाकृत सस्ते तरीके से लम्बी दूरी तक ले जाने की अनुमति देता है। भारत की तटरेखा लगभग 7500 किमी की है जिसपर 12 प्रमुख बंदरगाहों सहित 200 से अधिक बंदरगाह स्थित हैं। मात्रा के हिसाब से भारत का लगभग 95% और मूल्य के हिसाब से 65% व्यापार समुद्री परिवहन के माध्यम से किया जाता है। इस प्रकार, देश के व्यापार और वाणिज्य में बंदरगाह महत्वपूर्ण भूमिका निभाते हैं। भारतीय बंदरगाहों पर कुल यातायात वर्ष 2010-11 में 885 एमटीपीए से बढ़कर वर्ष 2019-20 में 1300 एमटीपीए हो गया है। 12 प्रमुख भारतीय बंदरगाहों ने वर्ष

2019-20 में कुल कार्गो का लगभग 54 प्रतिशत हिस्से का संचालन किया है और इन बंदरगाहों पर पिछले 5 वर्षों में कुल कार्गो यातायात में लगभग 4% सीएजीआर की वृद्धि देखी गयी है।

भारत के प्रमुख बंदरगाह

भारत में लगभग 1500 मिलियन टन की कुल क्षमता वाले 12 प्रमुख बंदरगाह मौजूद हैं। बंदरगाह-वार क्षमता और उनका उपयोग तालिका 9.16 में दर्शाया गया है: -

तालिका 9.16
भारत के प्रमुख बंदरगाहों की क्षमता

क्र.सं.	बंदरगाह	राज्य	क्षमता (एमटीपीए)	खपत
1	एसएमपी, कोलकाता (केडीएस)	पश्चिम बंगाल	27.30	63%
1ख	एसएमपी, कोलकाता (हल्दिया)	पश्चिम बंगाल	53.45	87%
2	पारादीप	उड़ीसा	259.50	43%
3	विशाखापत्तनम	आंध्र प्रदेश	126.89	57%
4	कामराजर	तमिलनाडु	91.1	35%
5	चेन्नई	तमिलनाडु	134.60	35%
6	वीओ, चिदंबरम	तमिलनाडु	95	38%
7	कोचीन	केरल	73.67	46%
8	न्यू मैंगलोर	कर्नाटक	112.51	35%
9	मोरमुगाओ	गोवा	62.5	26%
10	मुंबई	महाराष्ट्र	77.85	78%
11	जेएनपीटी	महाराष्ट्र	118.3	58%
12	दीनदयाल	गुजरात	261.1	47%
	कुल		1493.77	47%

एसएमपी: श्यामा प्रसाद मुखर्जी पोर्ट। केडीएस: कोलकाता डॉक सिस्टम। एचडीसी: हल्दिया डॉक कॉम्प्लेक्स। जेएनपीटी: जवाहरलाल नेहरू पोर्ट ट्रस्ट।

प्रमुख बंदरगाह प्राधिकरण विधेयक

संसद द्वारा फरवरी, 2021 में प्रमुख बंदरगाह प्राधिकरण (एमपीए) विधेयक, 2020 को कानून बनाकर अधिनियमित किया गया। नए अधिनियम के अस्तित्व में आने से भारत में प्रमुख बंदरगाहों के उन्नत प्रशासन के एक नए युग की शुरुआत की उम्मीद है, जिसमें प्रमुख बंदरगाह, देश के आर्थिक विकास में महत्वपूर्ण योगदान देने के साथ-साथ विकास के लैंडलार्ड मॉडल को अपनाकर विश्व स्तरीय बंदरगाह बुनियादी ढांचा प्रदान करेंगे। इस कानून के तहत, प्रमुख बंदरगाहों को टैरिफ बनाने, बंदरगाह संपत्तियों का विकास करने, बंदरगाह की सीमाओं के भीतर बुनियादी ढांचे की मास्टर प्लानिंग और बंदरगाह के परिचालन हेतु नियम बनाने की शक्तियाँ सहित कई प्रमुख मामलों पर स्वायत्तता प्रदान की गई है।

सागरमाला परियोजना

सागरमाला कार्यक्रम को वर्ष 2015 में मंजूरी प्रदान की गई थी जिसका उद्देश्य न्यूनतम बुनियादी ढांचे के निवेश के साथ आयात व निर्यात तथा घरेलू व्यापार के लिए रसद लागत को कम करना है। 'पोर्ट-आधारित आर्थिक विकास' के प्रसार के उद्देश्य से, सागरमाला कार्यक्रम के प्रमुख स्तंभों में शामिल है यथा- बंदरगाह का आधुनिकीकरण और नए बंदरगाह का विकास, बंदरगाह के कनेक्टिविटी में वृद्धि, बंदरगाह से संबंधित औद्योगिक विकास, तटीय सामुदायिक विकास और तटीय शिपिंग और आईडब्ल्यूटी शामिल हैं। सागरमाला कार्यक्रम के तहत, 5.52 लाख करोड़ रु. से अधिक के अनुमानित निवेश पर 802 परियोजनाओं की पहचान की गई है जिसका कार्यान्वयन वर्ष 2035 तक होना है। इनमें से 165 परियोजनाएं (86,939 करोड़ रु.) पूरी हो चुकी हैं और 238 अतिरिक्त परियोजनाएं (2.16 लाख करोड़ रु.) आवंटित की जा चुकी हैं जिसका कार्यान्वयन किया जा रहा है। सागरमाला परियोजना के अंतर्गत परियोजनाओं का विवरण तालिका 9.17 में दर्शाया गया है:-

तालिका 9.17
सागरमाला परियोजना का स्तंभ-वार विवरण

क्र.सं.	परियोजना की थीम	कुल	पूरे किए गए	कार्यान्वयन के अधीन
1	बंदरगाह आधुनिकीकरण	242	74	55
2	बंदरगाह कनेक्टिविटी	207	47	80
3	पोर्ट एलईडी औद्योगिकीकरण	33	8	22
4	तटीय सामुदायिक विकास	88	18	28
5	तटीय नौवहन और आईवीटी	232	18	53
कुल		802	165	238

भारतीय बंदरगाहों पर कोयले का संचालन

कोयला परिवहन के लिए समुद्री मार्ग का बड़े पैमाने पर उपयोग किया जा रहा है। वर्ष 2019-20 में देश भर के प्रमुख बंदरगाहों द्वारा लगभग 144 मिलियन टन कोयले का परिचालन किया गया। वर्ष 2019-20 के लिए भारत के प्रमुख बंदरगाहों पर कुल परिचालित कोयले (हजार टन में) का बंदरगाह-वार विवरण तालिका 9.18 में दर्शाया गया है:-

तालिका 9.18
भारतीय बंदरगाहों पर कोयले का परिचालन (हजार टन)

बंदरगाह	कोयला (हजार टन))			
	तापविद्युत कोयला	कोकिंग कोयला	अन्य कोयला	कुल
एसएमपी, कोलकाता (केडीएस)	-	286	614	900
एसएमपी, कोलकाता (हल्दिया)	2359	7680	7532	17571
पारादीप	27003	11995	129	39127
विशाखापत्तनम	821	7552	9749	18122
कामराजर	19313	953	-	20266
चेन्नई	-	-	-	0

वीओ, चिदंबरम	7190	61	6012	13263
कोचीन	-	-	-	0
न्यू मैंगलोर	-	10	5133	5143
मोरमुगाओ	1550	7936	-	9486
मुंबई	2335	-	-	2335
जेएनपीटी	-	-	-	0
	16821	1040		17861
कुल	77392	37513	29169	144074

बंदरगाहों का मशीनीकरण

नौवहन मंत्रालय द्वारा बंदरगाहों का मशीनीकरण कार्यान्वयन के विभिन्न चरणों में है। प्रमुख बंदरगाहों की मशीनीकरण स्थिति अनुबंध 6 में दी गई है।

9.4.2. अंतर्देशीय जलमार्ग

देश में अंतर्देशीय जल परिवहन को एक किफायती, पर्यावरण के अनुकूल और रेल और सड़क परिवहन के पूरक साधन के रूप में बढ़ावा देने के लिए, 111 अंतर्देशीय जलमार्गों को राष्ट्रीय जलमार्ग अधिनियम, 2016 द्वारा राष्ट्रीय जलमार्ग घोषित किया गया।

पांच राष्ट्रीय जलमार्ग विकास को विकसित किया जा रहा है। उनकी संक्षिप्त स्थिति निम्नवत है-

• राष्ट्रीय जलमार्ग (एनडब्ल्यू) -1

सरकार, विश्व बैंक की तकनीकी और वित्तीय सहायता से गंगा-भागीरथी-हुगली नदी प्रणाली के हल्दिया-वाराणसी खंड पर राष्ट्रीय जलमार्ग -1 (एनडब्ल्यू-1) पर जल आवागमन की क्षमता वृद्धि के लिए 5369.18 करोड़ ₹. की अनुमानित लागत से जल मार्ग विकास परियोजना (जेएमवीपी) लागू कर रही है। इस परियोजना को वर्ष 2022-23 में सम्पन्न करने की योजना है। जलमार्ग पर रो-रो टर्मिनल के लिए पांच स्थानों की पहचान की गई है।

• राष्ट्रीय जलमार्ग (एनडब्ल्यू) -2

बांग्लादेश की सीमा और सादिया के बीच 891 किलोमीटर की लंबाई वाली ब्रह्मपुत्र नदी को वर्ष 1988 में राष्ट्रीय जलमार्ग -2 घोषित किया गया। मौजूदा बुनियादी ढांचे में रेलवे कनेक्टिविटी के साथ पांडु में स्थित उच्च और निम्न-स्तरीय जेटी, धुबरी में रो-रो टर्मिनल, 11 फ्लोटिंग टर्मिनल और नेविगेशनल उपकरण शामिल हैं। नवीकृत कार्यों के साथ-साथ विभिन्न कार्यों का विकास किया गया है, जैसे- धुबरी और हत्तिघीमारी में कार्गो और रो-रो टर्मिनल का निर्माण, पांडु में स्लिपवे का निर्माण।

• राष्ट्रीय जलमार्ग (एनडब्ल्यू) -3

वर्ष 1993 में कोट्टापुरम से कोल्लम (168 किमी) तक वेस्ट कोस्ट नहर को जिसमें चंपाकारा नहर (14 किमी) और उद्योगमंडल नहर (23 किमी) भी शामिल है, राष्ट्रीय जलमार्ग-3 घोषित किया गया। राष्ट्रीय जलमार्ग अधिनियम, 2016 में कोट्टापुरम से कोझीकोड तक 165 किमी लंबाई के लिए वेस्ट कोस्ट नहर का विस्तार किया गया जिससे राष्ट्रीय जलमार्ग-3 की कुल लंबाई 370 किमी हो गई। आईडब्ल्यूएआई ने इस जलमार्ग के साथ नौ स्थायी टर्मिनलों का निर्माण किया है।

• राष्ट्रीय जलमार्ग (एनडब्ल्यू) -4

राष्ट्रीय जलमार्ग-4 को 2008 में घोषित किया गया जिसकी लंबाई 1,078 किमी थी, इसमें काकीनाडा-पुडुचेरी नहरों का भाग और कालुवेली टैंक, गोदावरी नदी का भद्राचालम राजमुंदरी का भाग तथा आंध्र प्रदेश व तमिलनाडु में कृष्णा नदी का

वजीराबाद विजयवाड़ा भाग शामिल है। राष्ट्रीय जलमार्ग अधिनियम, 2016 की अधिसूचना के साथ ही राष्ट्रीय जलमार्ग-4 की कुल लंबाई बढ़कर 2,890 किमी हो गई।

• राष्ट्रीय जलमार्ग (एनडब्ल्यू) -5

राष्ट्रीय जलमार्ग-5, चरण-1 में पारादीप/धामरा बंदरगाहों और कलिंगनगर औद्योगिक क्लस्टर (पंकपाल) और चरण 2 में महानदी कोल फील्ड लिमिटेड (तालचेर) के बीच कनेक्टिविटी प्रदान करेगा।

शेष 106 राष्ट्रीय जलमार्गों में से 23 को माल दुलाई के लिए उपयुक्त पाया गया है। माल दुलाई के लिए पहचाने गए 23 जलमार्गों में से निम्नलिखित आठ जलमार्गों पर विकास गतिविधि शुरू हो गई है-

- i. असम में बराक नदी (राष्ट्रीय जलमार्ग -16)
- ii. बिहार में गंडक नदी (राष्ट्रीय जलमार्ग -37)
- iii. गोवा में कंबरजुआ (राष्ट्रीय जलमार्ग -27)
- iv. गोवा में मंडोवी (राष्ट्रीय जलमार्ग -68)
- v. गोवा में जुआरी (राष्ट्रीय जलमार्ग -111)
- vi. केरल में अलाप्पुझा-कोट्टायम-अथिरम्पुझा नहर (राष्ट्रीय जलमार्ग -9)
- vii. पश्चिम बंगाल में रूपनारायण नदी (राष्ट्रीय जलमार्ग -86)
- viii. पश्चिम बंगाल में सुंदरबन (राष्ट्रीय जलमार्ग -97)

IX. अंतर्देशीय जलमार्ग द्वारा परिचालित कोयला

- x. राष्ट्रीय जलमार्ग द्वारा परिचालित किए जा रहे कोयले की मात्रा लगभग 17% की वार्षिक सीएजीआर की दर से बढ़ रही है। वित्त वर्ष 2018-19, वित्त वर्ष 2019-20 और वित्त वर्ष 2020-21 (जनवरी, 2021 तक) के लिए राष्ट्रीय जलमार्ग द्वारा कोयले (हजार मीट्रिक टन) के परिवहन का विवरण तालिका 9.19 में दर्शाया गया है: -

तालिका 9.19

वित्त वर्ष 2018-19 के दौरान अंतर्देशीय जलमार्ग द्वारा परिचालित कोयला (हजार मीट्रिक टन)

क्र.सं.	राष्ट्रीय जलमार्ग सं.	कुल निर्यात	कुल आयात	महायोग
1	राष्ट्रीय जलमार्ग -10 (अम्बा नदी)	155	7997	8152
2	राष्ट्रीय जलमार्ग -68 (मांडोवी नदी)	-	36	36
3	राष्ट्रीय जलमार्ग -83 (राजपुरी क्रीक)	-	37	37
4	राष्ट्रीय जलमार्ग -85 (रेवदंडा क्रीक-कुंडलिका नदी प्रणाली)	-	1060	1060
5	राष्ट्रीय जलमार्ग -91(शास्त्री नदी-जयगढ़ क्रीक सिस्टम)	161	1474	1635
6	राष्ट्रीय जलमार्ग -100 (तापी नदी)	-	7991	7991
7	राष्ट्रीय जलमार्ग -111 (जुआरी नदी)	-	51	51
	कुल (वित्त वर्ष 2018-19)			18962

वित्त वर्ष 2019-20

क्र.सं.	राष्ट्रीय जलमार्ग सं.	कुल निर्यात	कुल आयात	महायोग
1	राष्ट्रीय जलमार्ग-10 (अंबा नदी)	-	11043	11043
2	राष्ट्रीय जलमार्ग-68 (मांडोवी नदी)	-	402	402
3	राष्ट्रीय जलमार्ग-85 (रेवदंडा क्रीक-कुंडलिका नदी प्रणाली)	-	1188	1188
4	राष्ट्रीय जलमार्ग-91 (शास्त्री नदी- जयगढ़ क्रीक सिस्टम)	103	-	103
5	राष्ट्रीय जलमार्ग-100 (तापी नदी)	-	9016	9016
	कुल (वित्त वर्ष 2019-20)			21752

वित्त वर्ष 2020-21

क्र.सं.	राष्ट्रीय जलमार्ग सं.	कुल निर्यात	कुल आयात	महायोग
1	राष्ट्रीय जलमार्ग -1 (गंगा-भागीरथी-हुगली नदी प्रणाली)	1586	293	1879
2	राष्ट्रीय जलमार्ग-2 (ब्रह्मपुत्र नदी)	-	2	2
3	राष्ट्रीय जलमार्ग -10 (अम्बा नदी)	-	8636	8636
4	राष्ट्रीय जलमार्ग -68 (मांडोवी नदी)	-	3	3
5	राष्ट्रीय जलमार्ग -85 (रेवदंडा क्रीक-कुंडलिका नदी प्रणाली)	-	420	420
6	राष्ट्रीय जलमार्ग -91 (शास्त्री नदी-जयगढ़ क्रीक सिस्टम)	4940	4112	9052
7	राष्ट्रीय जलमार्ग -100 (तापी नदी)	4669	1153	5822
8	राष्ट्रीय जलमार्ग -111 (जुआरी नदी)	-	262	262
	कुल (वित्त वर्ष 2020-21)			26076

9.4.3. रेल परिवहन

भारत में विद्युत क्षेत्र के विकास में भारतीय रेलवे महत्वपूर्ण भूमिका निभाता है। भारत का रेलवे नेटवर्क कुल मिलाकर 70,000 किमी से अधिक लम्बाई के साथ विश्व में चौथा सबसे बड़ा रेलवे नेटवर्क है। खानों से विद्युत संयंत्रों तक ईंधन (कोयला, लिग्नाइट आदि) के परिवहन को सक्षम बनाने के अलावा, रेलवे लंबी दूरी पर भारी उपकरणों के परिवहन के लिए एक वैकल्पिक मार्ग भी प्रदान करता है।

डेडिकेटेड फ्रेट कॉरिडोर

डेडिकेटेड फ्रेट कॉरिडोर (डीएफसी) रेलवे की अब तक की सबसे महत्वाकांक्षी और सबसे बड़ी बुनियादी ढाँचा आधारित परियोजना है। डीएफसी परियोजना का उद्देश्य रेलवे के माल ढुलाई ग्राहकों को बेहतर परिवहन क्षमता प्रदान करना है। डीएफसी के तहत, उच्च माल ढुलाई वाले चयनित मार्गों पर अलग हाई स्पीड रेलवे लाइनें बिछाई गई हैं।

डीएफसी का निर्माण स्वर्णिम चतुर्भुज मार्गों के साथ किया जाना है। स्वर्णिम चतुर्भुज मार्ग भारतीय रेल की कुल लंबाई का केवल 16% है, लेकिन 52% यात्रियों और 58% माल यातायात को पूरा करता है। डीएफसी का निर्माण अंतिम चरण में है। जहाँ पूर्वी और पश्चिमी दोनों डीएफसी को जून, 2022 तक पूरा करने का लक्ष्य रखा गया था, वही पूर्वी तट, उत्तर-दक्षिण और पूर्व-पश्चिम उप-गलियारों की डीपीआर तैयार की जा रही है।

निम्नलिखित डीएफसी कॉरिडोर कार्यान्वयन के अधीन हैं-

- 1) पूर्वी डीएफसी (1856 किलोमीटर): लुधियाना (पंजाब) - दानकुनी (पश्चिम बंगाल)।
- 2) पश्चिमी डीएफसी (1506 किमी): नई मुंबई (महाराष्ट्र) - दादरी (यूपी)।

निम्नलिखित गलियारों की विस्तृत परियोजना रिपोर्ट (डीपीआर) तैयार की जा रही है-

- 1) पूर्वी तट कॉरिडोर: खड़गपुर-विजयवाड़ा

- 2) पूर्व-पश्चिम उप- गलियारा:

(i) भुसावल - वर्धन - नागपुर - राजखरस्वां - खड़गपुर - उलुबेरिया - दानकुनी

(ii) राजखरस्वां - कालीपहाड़ी - अंडाल

- 3) उत्तर-दक्षिण उप-गलियारा: विजयवाड़ा-नागपुर-इटारसी

डीएफसी के कारण परिवहन समय और लागत तो कम होगी ही साथ ही देश में उच्च परिवहन परिणाम भी प्राप्त होंगे।

प्रमुख बंदरगाहों की रेल कनेक्टिविटी

बंदरगाहों के निकट रेलवे की उपलब्धता, कार्गो के परिवहन के लिए अंतिम गंतव्य तक की कनेक्टिविटी को सक्षम बनाती है। रेल मंत्रालय द्वारा निजी भागीदारी के माध्यम से बंदरगाहों की रेल कनेक्टिविटी में वृद्धि के लिए कई परियोजनाएं शुरू की गई हैं जिसे तालिका 9.20 में दर्शाया गया है।

तालिका 9.20

रेल मंत्रालय द्वारा निजी भागीदारी के माध्यम से बंदरगाहों की रेल कनेक्टिविटी के लिए शुरू की गई परियोजनाएं

क्र.सं.	परियोजना का नाम	राज्य	कार्यान्वयन एजेंसी - एसपीवी	किलोमीटर	समापन	भाग लेने वाली एजेंसियां
1	सुरेंद्रनगर पिपावाव (जीसी)	गुजरात	पिपावाव रेल कार्पोरेशन लिमिटेड (पीआरसीएल)	271	2003	रेल मंत्रालय, जीपीपीएल, आईएल एंड एफएस, जीआईसी, एनआईए
2	हसन मैंगलोर (जीसी)	कर्नाटक	हसन मैंगलोर रेल विकास कॉर्प लिमिटेड (एचएमआरडीसी)	183	2006	रेल मंत्रालय, कर्नाटक सरकार, क्रिडे, न्यू मैंगलोर पोर्ट ट्रस्ट, एमईएल
3	भड़ौच दाहेज (जीसी)	गुजरात	भड़ौच दाहेज रेल कंपनी लिमिटेड (बीडीआरसीएल)	63	2012	आरवीएनएल, जीएमबी, दाहेज एसईजेड लिमिटेड, जीएनएफसी, अडानी पेट्रोनेट दाहेज, हिंडाल्को, जिंदल रेल इंफ्रास्ट्रक्चर, जीआईडीसी
4	कृष्णापट्टनम- वेंकटचलम- ओबुलावरिपल्ले (एनएल)	आन्ध्रा प्रदेश	कृष्णापट्टनम रेल कंपनी लिमिटेड (केआरसीएल)	113	जुलाई, 2019	आरवीएनएल, सागरमाला डेवलपमेंट कॉर्प लिमिटेड, कृष्णापट्टनम पोर्ट कंपनी लिमिटेड, आन्ध्रा प्रदेश सरकार, एनएमडीसी लिमिटेड, ब्राह्मणी इंडस्ट्रीज
5	हरिदासपुर पारादीप (1996-97) (एनएल)	ओडीसा	हरिदासपुर पारादीप रेलवे कंपनी लिमिटेड (एचपीआरसीएल)	82	अगस्त, 2020	आरवीएनएल, ओडीसा सरकार, पारादीप पोर्ट ट्रस्ट, एस्सेल माइनिंग, जेएसपीएल, रूंगटा माइन्स लिमिटेड, ओएमसी, एमएसपीएल, सेल, आईडीसीओ

इनके अलावा, वर्तमान में अन्य रेलवे परियोजनाएं रेल मंत्रालय द्वारा कार्यान्वित की जा रही हैं जो कोयला निकासी की दृष्टि से महत्वपूर्ण हैं।

1) कुल 14 परियोजनाएं जिनकी निगरानी रेल मंत्रालय और कोयला मंत्रालय द्वारा संयुक्त रूप से की जाती है, उनकी सूचना **अनुबंध-3** में दी गई हैं।

2) ऐसी 51 परियोजनाएं, जिन्हें रेलवे बोर्ड (सीआरबी) के अध्यक्ष और सीईओ द्वारा प्राथमिकता दी गई है, उनकी सूचना **अनुबंध-4** में दी गई हैं।

निम्नलिखित क्षेत्रों की क्षमता वृद्धि का पता लगाए जाने की अनुशंसा प्रदान की गई है-

- पूर्व मध्य रेलवे (ईसीआर) से पूर्व तट रेलवे (ईसीओआर) – ईसीआर से ईसीओआर के मार्ग में बंदरगाहों की ओर एक साथ कोयला रैक की आवाजाही के कारण और कोयला आधारित विद्युत संयंत्रों में कोयले की ढुलाई के कारण ईसीओआर और देश के दक्षिणी राज्यों में कोयला रैक की आवाजाही में रेलवे यातायात की भीड़ देखी गई है।

- जबलपुर मंडल में रैक की आवाजाही के लिए मार्ग में रेलवे यातायात की भीड़ को देखते हुए क्षमता वृद्धि की आवश्यकता का अनुमान लगाया जा सकता है।

9.4.4. सड़क परिवहन

भारत में 1,34,381 किलोमीटर लम्बाई के साथ राष्ट्रीय राजमार्गों का एक व्यापक सड़क नेटवर्क मौजूद है। इसके अलावा विभिन्न चरणों में 14,382 किलोमीटरों के बराबर सड़कों का निर्माण किया जा रहा है।

भारतमाला परियोजना

वर्ष 1998 में, भारत सरकार ने राष्ट्रीय राजमार्ग विकास परियोजना (एनएचडीपी) की घोषणा की, जिसमें चरण-I में स्वर्णिम चतुर्भुज और अन्य परियोजनाएं शामिल हैं, और चरण II में उत्तर-दक्षिण और पूर्व-पश्चिम गलियारा शामिल हैं। भारत सरकार ने एनएचएआई को लगभग 2,20,000 करोड़ रु. के निवेश के साथ एक अति विस्तारित राष्ट्रीय राजमार्ग विकास परियोजना (चरण III से VII को जोड़कर) को लागू करने की जिम्मेदारी सौंपी है। तदनुसार, शेष एनएचडीपी के विभिन्न चरणों के बचे कार्यों को "भारतमाला परियोजना" चरण- I के तहत शामिल किया गया है, जिसमें प्रस्तावित भारतमाला परियोजना के तहत सागरमाला के एकीकरण के साथ-साथ सीमावर्ती क्षेत्रों के लिए सड़क संपर्क विकसित करना, गैर-प्रमुख बंदरगाहों के लिए सड़क संपर्क सहित तटीय सड़कों का विकास, राष्ट्रीय गलियारों की दक्षता में सुधार, राष्ट्रीय गलियारों, आर्थिक गलियारों, अंतर गलियारों और फीडर मार्गों का विकास शामिल है।

ओडीसी परिवहन

पिछली एनईपी में ओडीसी परिवहन को एक प्रमुख बाधा के रूप में उजागर किया गया है। लंबाई, चौड़ाई और ऊंचाई सहित किसी भी आयाम के आधार पर एक कार्गो ओवर डायमेंशनल (ओडीसी) हो सकता है जबकि अतिरिक्त वजन वाले कार्गो को अधिक वजन वाले कार्गो (ओडब्ल्यूसी) के रूप में वर्गीकृत किया जाता है।

सड़क परिवहन और राजमार्ग मंत्रालय ने जनवरी, 2015 में ट्रांसपोर्टर्स द्वारा कार्गो की आवाजाही की अनुमति प्राप्त करने के उद्देश्य से एक ऑनलाइन आवेदन प्रणाली को संस्थागत रूप दिया है। इस प्रणाली में ट्रांसपोर्टर द्वारा विवरण दर्ज करने के बाद ऑनलाइन अनुमोदन होती है और त्वरित शुल्क भुगतान हो पाता है। हालांकि, वर्तमान में इस प्रणाली में 169 टन से कम कार्गो के लिए ही ऑनलाइन अनुमति प्राप्त होती है। यदि कार्गो का भार 169 टन से अधिक है या मार्ग में कुछ संकटग्रस्त पुल पाए जाते हैं, तो संबंधित आरओ की अनुमति ऑफ़लाइन मार्ग के माध्यम से आवश्यक होती है।

ऐसा माना जाता है कि निर्माणाधीन भारतीय पुल प्रबंधन प्रणाली (आईबीएमएस) के पूरे होने पर ऑनलाइन अनुमोदन की प्रक्रिया को विस्तारित किया जा सकता है। सड़क परिवहन और राजमार्ग मंत्रालय ने ओडीसी/ओडब्ल्यू की आवाजाही की कुछ आवश्यक शर्तें साझा की गई हैं जिसका उल्लेख **अनुबंध-5** में किया गया है।

प्रमुख बंदरगाहों की सड़क कनेक्टिविटी

बंदरगाहों के निकट सड़कों की उपलब्धता भूमि पर ले जाए जा रहे समुद्री माल के लिए अंतिम गंतव्य तक कनेक्टिविटी प्रदान करते हैं। देश के सभी प्रमुख बंदरगाह कम से कम एक राष्ट्रीय राजमार्ग से जुड़े हुए हैं। बंदरगाहों के निकट राष्ट्रीय राजमार्गों की सूची तालिका 9.21 में दी गई है।

तालिका 9.21
बंदरगाहों के निकट राष्ट्रीय राजमार्गों की सूची

क्र.सं.	बंदरगाह	राज्य	बंदरगाह के निकट राष्ट्रीय राजमार्ग
1	एसएमपी, कोलकाता (केडीएस + एचडीसी)	पश्चिम बंगाल	12, 115
2	पारादीप	ओडिशा	53
3	विशाखापत्तनम	आंध्र प्रदेश	16
4	कामराजर	तमिलनाडु	16
5	चेन्नई	तमिलनाडु	716, 32, 48
6	वीओ चिदंबरम	तमिलनाडु	38, 138
7	कोचीन	केरल	966ए, 966बी, 66
8	न्यू मैंगलोर	कर्नाटक	66
9	मोरमुगाँव	गोवा	366
10	मुंबई	महाराष्ट्र	48
11	जेएनपीटी	महाराष्ट्र	348, 348ए
12	दीनदयाल	गुजरात	141

9.4.5. प्राकृतिक गैस: एलएनजी पुनर्गैसीकरण और गैस पाइपलाइन एलएनजी पुनर्गैसीकरण

वर्तमान में देश में 42.5 एमएमटीपीए की क्षमता के साथ छह (6) कार्यरत एलएनजी री-गैसीफिकेशन टर्मिनल चालू हैं। आईएचएस बाजार के अनुसार, भारत वित्त वर्ष, 2020 में लगभग 26.4 एमएमटीपीए क्षमता का आयात किया। तदनुसार, भारत में एलएनजी टर्मिनलों का औसत उपयोग (नेमप्लेट क्षमता को ध्यान में रखते हुए) 62% होता है। इसके अलावा, एलएनजी टर्मिनलवार उपयोग का विवरण तालिका 9.22 में दिया गया है:

तालिका 9.22
भारत में आरएलएनजी टर्मिनलों की क्षमता

क्र.सं.	क्षेत्र	मालिक/संचालक	क्षमता (एमएमटीपीए)	वित्त वर्ष 2020 में क्षमता उपयोग
1	दाहेज (गुजरात)	पीएलएल	17.5	93%
2	हजीरा (गुजरात)	शेल	5	96%
3	कोच्चि (केरल)	पीएलएल	5	18%
4	ढाबोल (महाराष्ट्र)*	गेल(केएलपीएल)	5	35%
5	मुंद्रा (गुजरात)	जीएसपीसी एलएनजी लिमिटेड	5	11%
6	एन्नोर (तमिलनाडु)	आईओसीएल	5	43%
	कुल क्षमता (एमएमटीपीए)		42.5	62%

*नेम प्लेट की क्षमता 5 एमएमटीपीए है लेकिन ब्रेक-वाटर के अभाव में, टर्मिनल केवल 1.7 एमएमटीपीए पर काम कर सकता है। # पीएलएल और आईओसीएल 2019-20 की वार्षिक रिपोर्ट से प्राप्त आँकड़े, एलएनजी मार्केट डेटा शीट: आईएचएस मार्केट, भारत द्वारा प्रस्तुत आँकड़े।

गैस पाइपलाइन

गैस आधारित ताप विद्युत संयंत्रों के सफल परिचालन के लिए गैस पाइपलाइनों का कुशल संचालन महत्वपूर्ण माना जाता है। हाल के दिनों में, गैस विद्युत संयंत्र लगभग 23% के कम पीएलएफ पर चल रहे हैं। कम पीएलएफ गैस पाइपलाइन के बुनियादी ढांचे की कमी के कारण नहीं है, बल्कि इसका कारण प्राकृतिक गैस के सस्ते स्रोतों की अनुपलब्धता है। वर्तमान में, देश में लगभग 18,161 किलोमीटर लंबी पाइपलाइन का संचालन किया जा रहा है, जिसमें से 13,560 किलोमीटर का संचालन गेल द्वारा किया जाता है। गेल की गैस पाइपलाइनों का क्षमता उपयोग अलग-अलग पाइपलाइनों में भिन्न होता है। वित्त वर्ष 2020-21 के दौरान गेल नेटवर्क के लिए औसत पाइपलाइन क्षमता उपयोग लगभग 47% है।

उपयोग क्षमता को और बढ़ाने के लिए लगभग 16,200 किलोमीटर लंबी पाइपलाइन नेटवर्क का निर्माण किया जा रहा है, जिसमें से 6,000 किलोमीटर पाइपलाइन का कार्य गेल द्वारा किया जा रहा है। गैस ग्रिड को समयबद्ध तरीके से पूरा करने का प्रयास किया जा रहा है। मौजूदा और निर्माणाधीन गैस पाइपलाइन का राज्यवार विवरण अनुबंध-7 में दिया गया है।

गेल ने देश भर में विभिन्न विद्युत संयंत्रों को अपनी पाइपलाइनों से जोड़ दिया है। हालांकि, कम कीमत वाली गैस की अनुपलब्धता जैसे कारणों से कई गैस आधारित विद्युत संयंत्र निराज्ञाज्ञ निराश्रित हो गए हैं या कम प्रयोग किए जा रहे हैं।

वर्ष 2019-20 में देश में गैस-आधारित विद्युत स्टेशनों द्वारा खपत की गई कुल गैस लगभग 24 गीगावाट की संस्थापित क्षमता से लगभग 23% के पीएलएफ पर 30 एमएमएससीएमडी थी।

पीएनजीआरबी विनियमों के अनुसार, पाइपलाइन क्षमता का 25% भाग सामान्य वाहक आधार पर अर्थात् एक वर्ष से कम की अवधि के लिए क्षमता पर प्रस्तुत किया जाना आवश्यक है। गेल की विभिन्न पाइपलाइनों में उपलब्ध सामान्य क्षमता का विवरण गेल की वेबसाइट पर उपलब्ध है। गेल की पाइपलाइन में सामान्य क्षमता की बुकिंग हेतु इच्छुक विद्युत संयंत्रों सहित कोई भी शिपर, गेल के ओपन एक्सेस पोर्टल पर जा सकता है। एक वर्ष से अधिक अवधि हेतु क्षमता बुकिंग की आवश्यकता के लिए शिपर और ट्रांसपोर्टर के बीच आपसी सहमति के शर्तों पर बुकिंग की जाती है।

भारत की अंतर्राष्ट्रीय पाइपलाइनों की स्थिति

भारत सरकार के तत्वावधान में गेल, तापी पाइपलाइन परियोजना पर कार्य कर रहा है। इस संबंध में, दो सरकारी स्तर के समझौतों (अंतर सरकारी समझौते एवं गैस पाइपलाइन फ्रेमवर्क समझौते) पर हस्ताक्षर किए गए हैं। पाइपलाइनों का फ्रीड

अध्ययन, सर्वेक्षण क्षेत्र का कार्य और भूमि अधिग्रहण की योजना पूरी कर ली गई है। टीपीसीएल (नवंबर, 2014 में निगमित तापी पाइपलाइन कंपनी लिमिटेड) ने अफगानिस्तान और पाकिस्तान सरकार के साथ मेजबान सरकार के समझौते की शर्तों से संबंधित द्विपक्षीय दलीलों पर भी हस्ताक्षर किए हैं। आमतौर पर ऐसी अंतरराष्ट्रीय पाइपलाइनों के कार्यान्वयन में काफी समय लगता है।

9.5 भूमि और जल की आवश्यकता

9.5.1. भूमि

विद्युत संयंत्र के विकास के लिए आवश्यक भूमि में प्रयुक्त तकनीक के प्रकार, स्थल विन्यास, विद्युत संयंत्र का आकार, स्थान, संस्थिति और कई अन्य कारकों के साथ बदलाव होता रहता है। हालांकि, प्रत्येक प्रौद्योगिकी में एक विशिष्ट विद्युत संयंत्र के लिए तालिका 9.23 में दिए गए निम्नलिखित अनुमानों को उपयोग किया गया है।

तालिका 9.23
विभिन्न तकनीकों के लिए भूमि की आवश्यकता

क्र.सं.	स्रोत के प्रकार	भूमि की आवश्यकता (एकड़/मेगावाट)		
		निम्नतम अनुमान	ऊच्चतम अनुमान	औसत अनुमान
1	तापविद्युत ⁺	0.67	1.09	0.88
2	नाभिकीय [^]	0.20	0.66	0.60
3	जलविद्युत	0.50	10.00	5.00
4	सौर ऊर्जा	3.90	4.10	4.00
5	पवन ऊर्जा	1.50	2.00	1.75
6	बायोमास*	5.00	7.00	6.00
7	लघु जलविद्युत [#]	1.00	2.47	1.60

+ पिटहेड संयंत्रों के लिए ^तटीय संयंत्रों के लिए कम अनुमान *ईंधन भंडारण हेतु शामिल क्षेत्र # नहर पत्तन/ डैम टो/पहाड़ी पर स्थित परियोजना में भिन्नता। पारेषण विकास के लिए क्षेत्र शामिल नहीं है।

नोट: 1 वर्ग किमी = 247 एकड़ 1 हेक्टेयर = 2.47 एकड़ 1 एकड़ = 4047 वर्ग मीटर

जलविद्युत संयंत्रों के मामले में भूमि की आवश्यकता में भिन्नता विशेष रूप से अधिक होती है, क्योंकि निम्नलिखित विशेषताएं संयंत्र के डिजाइन में बड़ी भिन्नता के लिए उत्तरदायी होते हैं-

क) सम्मिलित जलमग्न की मात्रा।

ख) शामिल सतही/भूमिगत संरचनाएं।

ग) विक्षेपित/संकेंद्रित (डैम टो) योजना।

घ) पुनर्स्थापना और पुनर्वास तथा प्रतिपूरक वनरोपण (वन भूमि के बदले में) शामिल है।

भूमि अधिग्रहण के मामले

भूमि अधिग्रहण में परंपरागत रूप से कई चुनौतियाँ शामिल रही हैं, जिसके कारण देश में प्रमुख विकास परियोजनाएँ प्रभावित होती रही हैं। विद्युत संयंत्रों के लिए भूमि अधिग्रहण से संबंधित प्रमुख चुनौतियाँ निम्नवत हैं: -

- उचित भूमि अभिलेखों का अभाव,

- सरकारी भूमि/वन भूमि पर कब्जा करने वालों/अतिक्रमणकारियों की स्थिति के बारे में स्पष्टता की कमी के कारण मुआवजे से संबंधित मामले दृष्टिगत होते रहे हैं।

- पाइपलाइनों के लिए उपयोगकर्ता का अधिकार (आरओयू), पारेषण लाइनों के लिए मार्ग का अधिकार (आरओडब्ल्यू) के कारण कभी-कभी अधिक मुआवजे की मांग को लेकर स्थानीय लोगों के विरोध का सामना करना पड़ता है।
- पर्यावरण, वन एवं जलवायु परिवर्तन मंत्रालय की मंजूरी।
- लागत प्रभाव (भूमि दर, उपकर, पट्टा किराया) में एक राज्य से दूसरे राज्य में व्यापक अंतर।
- परियोजना से प्रभावित परिवारों (पीएएफ) की पुनर्स्थापना और उनका पुनर्वास।

सौर ऊर्जा संयंत्रों के लिए भूमि की आवश्यकता

सौर ऊर्जा संयंत्र के लिए सौर विकिरण के बाद भूमि ही सबसे महत्वपूर्ण संसाधन है। उच्च वाट क्षमता वाले पीवी मॉड्यूल (450 डब्ल्यूपी और उससे अधिक) के प्रयोग के कारण भूमि की आवश्यकता न्यूनतम 20% तक कम हो गई है और बड़े ग्राउंड माउंटेड सोलर पीवी संयंत्र के लिए उपयोग योग्य भूमि 5 एकड़ प्रति मेगावाट से कम होकर 4 एकड़ प्रति मेगावाट हो गई है।

हालाँकि, भूमि की उपलब्धता और भूमि हस्तांतरण से संबंधित मामले अभी भी अस्तित्व में हैं। अभी तक देश के सबसे सुदूरवर्ती क्षेत्रों, बंजर भूमि व शुष्क भूमि जहाँ अच्छी सौर विकिरण मौजूद है, वहाँ भूमि का उपयोग बड़े पैमाने पर जमीन पर लगे सौर ऊर्जा संयंत्रों को स्थापित करने के लिए किया जा रहा है। सौर पीवी मॉड्यूल स्थापित करने के लिए फ्लोटिंग, रूफ-टॉप और कैनाल-टॉप सोलर आदि जैसे अन्य उपाय भविष्य में तलाशने की जरूरत है।

फ्लोटिंग सोलर पीवी (एफएसपीवी) प्रोजेक्ट में फ्लोटिंग प्लेटफॉर्म पर सोलर मॉड्यूल शामिल होते हैं, जिसे अच्छी तरह से व्यवस्थित कर पानी की सतह के ऊपर रखे जाते हैं। फ्लोटिंग सोलर को औद्योगिक जल तालाबों, सिंचाई या पेयजल जलाशयों, परित्यक्त खदान झीलों, जलीय कृषि तालाबों, नहरों और बांधों सहित विभिन्न प्रकार के जल निकायों पर व्यवस्थित किया जा सकता है।

भूमि की बचत के अलावा फ्लोटिंग सोलर पीवी से अन्य लाभ प्राप्त होते हैं-

- i. स्थापित पीवी मॉड्यूल पर पानी के शीतलन से तापीय नुकसान कम होता है जिससे पैनलों की दक्षता बढ़ जाती है। संयंत्र संचालक द्वारा भूमि आधारित पीवी संयंत्रों की तुलना में फ्लोटिंग सौर ऊर्जा संयंत्रों से 5-16% तक अधिक क्षमता का दावा किया जाता है।
- ii. हालाँकि कई मालिकों के साथ भूमि विवाद होते रहे हैं, लेकिन यह उम्मीद की जाती है कि इन कारणों का जल निकायों पर कोई प्रभाव नहीं पड़ेगा। इसके अलावा, पानी के वाष्पीकरण की दर 40% तक कम होने की संभावना बनी रहती है इसलिए पानी की कमी वाले क्षेत्रों के लिए बहुत उपयोगी सिद्ध होती है।

संस्थाओं, विश्वविद्यालयों, हाउसिंग सोसायटियों और व्यावसायिक भवनों और नहरों के ऊपर स्थापित सौर संयंत्र का उपयोग वितरण स्तर पर किया जा सकता है।

जल

विद्युत उत्पादन हेतु तापविद्युत संयंत्र में पानी का प्रयोग मुख्य रूप से शीतलन उद्देश्यों से किया जाता है। हाल के वर्षों में, स्टेशनों में पानी की खपत को कम करने के लिए काफी तकनीकी सुधार किए गए हैं। पानी की खपत आवश्यकता जो पूर्व में लगभग 7 घन मी/मेगावाट घंटे हुआ करती थी, को विभिन्न तकनीकी हस्तक्षेपों और जल संरक्षण की विभिन्न प्रक्रियाओं द्वारा अनुकूलित कर वर्तमान स्टेशनों में 3.0 घन मी/मेगावाट घंटे तक लाया गया है। पर्यावरण, वन और जलवायु परिवर्तन मंत्रालय द्वारा दिसंबर, 2015 में जारी नए पर्यावरण विनियमों के अनुसार, 1 जनवरी, 2017 के बाद स्थापित किए जाने वाले सभी नए स्टेशनों को बिना एफजीडी के अधिकतम 3.0 घन मी/मेगावाट घंटे पानी की विशिष्ट खपत को पूरा करने की आवश्यकता होगी। हालाँकि, ये मानदंड समुद्र के पानी का उपयोग करने वाले तापविद्युत संयंत्रों पर लागू नहीं होंगे।

चूंकि, भविष्य में तापविद्युत परियोजनाओं के संचालन में पानी की उपलब्धता एक चिंता का विषय बना रहेगा, विशेष रूप से पानी की कमी वाले क्षेत्रों में एयर कूल्ड कंडेनसर को एक साधन के रूप में अपनाने के प्रयास किए जाने की आवश्यकता है।

सौर ऊर्जा

पीवी विद्युत संयंत्रों में मुख्य रूप से मॉड्यूल को साफ करने के लिए पानी की आवश्यकता होती है। एक सफाई चक्र के लिए प्रति मेगावाट अनुमानित पानी की आवश्यकता 3,000 लीटर है। सामान्य तौर पर, महीने में 2 बार मॉड्यूल की सफाई होती है। इस प्रकार, 1 मेगावाट संयंत्र के लिए पानी की आवश्यकता लगभग 6000 लीटर प्रति माह है। मिट्टी की स्थिति (स्थान पर निर्भर), पीवी मॉड्यूल का आकार, पीवी मॉड्यूल की सफाई की आवृत्ति और सफाई विधि के संबंध में पानी के उपयोग में भिन्नता रहती है। वर्तमान में, भारत में सौर ऊर्जा संयंत्रों में पानी के उपयोग को सीमित करने से संबंधित निर्दिष्ट मानदंड/मानक नहीं हैं। हालांकि, आधुनिक सौर ऊर्जा संयंत्रों के लिए, पीवी उद्योग रोबोट की मदद से ड्राई क्लीनिंग के विस्तृत उपयोग की ओर बढ़ रहा है जिससे पानी की आवश्यकता बहुत कम हो जाती है।

9.6 निष्कर्ष और सिफारिशें

- (क) सरकार द्वारा स्वच्छ ऊर्जा (नवीकरणीय ऊर्जा स्रोत) पर जोर दिए जाने के फलस्वरूप पारंपरिक जीवाश्म आधारित विद्युत संयंत्रों को सहायक भूमिका निभानी होगी। उपरोक्त विकास के बावजूद, तापविद्युत संयंत्र विद्युत ग्रिड में एक स्थिर भूमिका निभाते रहेंगे। सबसे पुरानी और सबसे व्यापक रूप से अपनाई जाने वाली तकनीक होने के नाते, तापविद्युत के विकास में ढांचागत चुनौतियां कम ही हैं। हालांकि, नए पर्यावरण मानदंडों के अनुपालन के लिए, आपूर्तिकर्ताओं को आवश्यक सामग्री के स्वदेशी स्रोतों/विकल्पों का पता लगाना जारी रखना चाहिए।
- (ख) जल विद्युत संयंत्रों के मामले में, उपकरण की उपलब्धता में तो कोई बाधा नहीं है लेकिन देश में जल विद्युत संयंत्रों के प्रमुख कार्यों के निष्पादन में सक्षम और साधन संपन्न सिविल ठेकेदारों की कमी अवश्य है। कई उपलब्ध सिविल ठेकेदार जिनके पास जल विद्युत परियोजनाओं के निष्पादन का व्यापक अनुभव है, वे भी वित्तीय संकट का सामना कर रहे हैं। यदि जलविद्युत क्षेत्र को अन्य प्रौद्योगिकियों के साथ तालमेल बैठाना है तो जलविद्युत क्षेत्र की उक्त चुनौती और अन्य प्रणालीगत चुनौतियों (जैसे भूवैज्ञानिक घटनाएँ, आर एंड आर आदि) को शीघ्रता से समाधान करने की आवश्यकता है।
- (ग) जल विद्युत परियोजनाओं को समय पर पूरा करने के लिए, यह अनुशंसा की जाती है कि निर्माण एजेंसियों की आवश्यकता को विस्तृत परियोजना रिपोर्ट (डीपीआर) में उपयुक्त रूप से शामिल किया जाए। इसके अलावा, प्रारंभिक डीपीआर में अनुमानित सामग्री की आवश्यकता और जल विद्युत परियोजनाओं के वास्तविक परियोजना निष्पादन के दौरान आए अंतर के संबंध में, इस अंतर को कम करने के लिए संबंधित एजेंसियों द्वारा एक अध्ययन किया जा सकता है।
- (घ) जैसा कि क्षमता वृद्धि योजना में बताया गया है, अधिकांश क्षमता वृद्धि नवीकरणीय ऊर्जा क्षेत्र में ही देखी जा सकती है। नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों की तुलना में जीवाश्म आधारित उत्पादन में क्षमता वृद्धि कम है। इसके अलावा, कोयले में जो भी लघु क्षमता वृद्धि होगी, वह मौजूदा टीपीपी हॉटस्पॉट क्षेत्रों में ही होगी। इसलिए, आगामी वर्षों में अक्षय ऊर्जा परियोजनाओं के लिए बुनियादी ढांचे के विकास को उचित महत्व दिया जाएगा।
- (ङ) तापविद्युत परियोजनाओं के मामले में, जहाँ बीटीजी उपकरण बाजार पूरी तरह से विकसित है, वहीं एफजीडी और एससीआर के पूर्ण स्वदेशीकरण के मामले में अभी कई नई चुनौतियां हैं। इसके अलावा, ड्राई बॉटम ऐश हैंडलिंग सिस्टम, हाई कंसंट्रेशन स्लरी डिस्पोजल (एचसीएसडी) पंप और एयर-कूल्ड कंडेनसर (एसीसी) के देश में निर्माण हेतु इसके विकास पर विशेष जोर दिया जा सकता है। एसीसी की महत्ता तेजी से बढ़ रही है क्योंकि कोई भी देश अपने ताप विद्युत संयंत्रों में पानी की खपत को कम करने की कोशिश करता है।

- (च) हाल के वर्षों में, सौर पीवी परिनियोजन को बड़े पैमाने पर बढ़ाया गया है और यह बढ़ोतरी अभी जारी रहगी। हालांकि, हमारा देश सौर क्षमता बढ़ाने के लक्ष्यों के साथ गति बनाए रखने के लिए आयातित सौर सेल और वेफर्स पर अत्यधिक निर्भर है। भारतीय सौर उपकरण निर्माताओं की उत्पादन क्षमता बढ़ाने पर अधिक ध्यान दिया जाएगा।
- (छ) पवन ऊर्जा परियोजनाओं के लिए परिवहनीयता एक प्रमुख चिंता का विषय है क्योंकि इसके मुख्य घटक (ब्लेड, टॉवर आदि) आमतौर पर बड़े आकार के होते हैं। एक कठिनाई यह भी है कि पवन ऊर्जा संयंत्र आमतौर पर दूर दराज वाले क्षेत्रों में स्थापित होते हैं। संभावित उच्च पवन स्थलों के निकट सड़क और राजमार्ग के विकास के माध्यम से अंतिम मील कनेक्टिविटी में सुधार होने से पवन ऊर्जा क्षमता में वृद्धि की गति तेज हो सकती है। ऑनलाइन ओवर डायमेंशनल (ओडीसी)/ओवर वेट कार्गो (ओडब्ल्यूसी) पोर्टल की कार्यक्षमता का विस्तार करने से सभी भारी उपकरणों की तेजी से आवाजाही में मदद मिलेगी।
- (ज) भारत सरकार ने सभी क्षेत्रों में वाणिज्यिक कार्गो, उपकरण और सामग्रियों की परिवहन क्षमता में सुधार की दिशा में विशेष जोर दिया है। भारतमाला परियोजना का लक्ष्य स्वर्णिम चतुर्भुज के बाद सड़क परिवहन में अगली उपलब्धि प्राप्त करना है। इसी तरह, भारतीय रेलवे द्वारा डेडिकेटेड फ्रेट कॉरिडोर (डीएफसी) विकसित किए जाने की दिशा में प्रगति से लंबी दूरी के लिए तेज और अधिक किफायती परिवहन में काफी वृद्धि होने की उम्मीद है।
- (झ) जिस प्रकार सभी 12 प्रमुख बंदरगाह राष्ट्रीय राजमार्गों से अच्छी तरह से जुड़े हुए हैं, उसी प्रकार, भारतीय तट के साथ संलग्न 200 से अधिक छोटे बंदरगाहों तक इसी तरह की कनेक्टिविटी का विस्तार करने के प्रयास किए जा रहे हैं। बंदरगाह मशीनीकरण जैसी कई अन्य पहलों के साथ यह भारत सरकार की सागरमाला परियोजना में शामिल है। भारत सरकार द्वारा किए गए 111 राष्ट्रीय जलमार्गों की पहचान, परिवहन के इस बढ़ती क्षमता को दर्शाती है।
- (ञ) गैस आधारित विद्युत संयंत्र एक स्थापित पारंपरिक तकनीक पर काम करते हैं और कोयले/लिग्नाइट/नाभिकीय ऊर्जा संयंत्रों की तुलना में अधिक लचीले होते हैं। इस संबंध में, विद्युत क्षेत्र में प्राकृतिक गैस की खपत को बढ़ाने में वाणिज्यिक और नियामक बाधाओं का ध्यान रखा जाना चाहिए ताकि नवीकरणीय ऊर्जा आधारित विद्युत के साथ-साथ गैस आधारित ऊर्जा एक संतुलित शक्ति के रूप में कार्य कर सके। उत्पादित विद्युत के इष्टतम मूल्य निर्धारण के लिए घरेलू गैस, आयातित एलएनजी और एपीएम/गैर-एपीएम गैस के संयोजन के उपयोग की जांच की जा सकती है।
- (ट) तापविद्युत, नाभिकीय, जलविद्युत और नवीकरणीय ऊर्जा संयंत्रों के निर्माण के लिए बड़े पैमाने पर भूमि की आवश्यकता होती है। भूमि अधिग्रहण में अभी भी चुनौतियाँ मौजूद हैं। जबकि जल विद्युत संयंत्रों के लिए पुनर्वास और पुनर्स्थापन एक प्रमुख मुद्दा है, दूरस्थ स्थानों के लिए भूमि अभिलेखों की उपलब्धता और रास्ते के अधिकार और उपयोग के अधिकार जैसे मुद्दों को सौहार्दपूर्ण तरीके से हल करने की आवश्यकता है।
- (ठ) पानी तेजी से दुर्लभ संसाधन बनता जा रहा है। अन्य स्रोतों की तुलना में ताप विद्युत संयंत्रों में जल का उपयोग तुलनात्मक रूप से अधिक होता है। एसीसी, एचसीएसडी, ड्राई बॉटम ऐश प्रणाली जैसी कम पानी के उपयोग वाली तकनीकों को अपनाने की दिशा में प्रयास किए जाने की आवश्यकता है। इसी तरह, सौर पीवी में बड़े पैमाने पर क्षमता वृद्धि को देखते हुए, पानी के उपयोग को कम करने के उद्देश्य से पैनल/मॉड्यूल की ड्राई-क्लीनिंग/रोबोटिक सफाई जैसी नवाचार विधियों को प्रोत्साहित करने की आवश्यकता है।

अनुलग्नक 1

क) जलविद्युत परियोजनाओं के निर्माण के लिए ठेकेदारों की उपलब्धता/सूची

(i) LIST OF CIVIL CONTRACTORS	
Sl. No.	NAME AND ADDRESS OF THE CIVIL CONTRACTORS
1.	M/s AFCONS Infrastructure Limited Afcons House, 16, Shah Industrial State, Andheri (W) Mumbai - 400053
2.	M/s Larsen & Toubro Limited, Regional Office- SSR Corporate Park 6 th Floor, 13/6 Delhi Mathura Road, Near NHPC Chowk, Faridabad- 121003, Haryana
3.	M/s Patel Engineering Ltd. Patel Estate Road, Jogeshwari (West), Mumbai-400 102
4.	M/s Jaiprakash Associates Ltd. Sector – 128, Noida-201304 Uttar Pradesh
5.	M/s Hindustan Construction Company Ltd (M/s HCC Ltd.) Hincon House, 11 th Floor, 247 Park, Lal Bahadur Shastri Marg, Vikhroli (West), Mumbai-400083
6.	M/s Gammon Engineers and Contractors Pvt. Ltd. (M/s GECPL Gammon House, Veer Savarkar Marg, Prabhadevi, Mumbai- 400025
7.	M/s SOMA Enterprises 2, Avenue-4, Banjara Hills, Hyderabad- 500034
8.	M/s Simplex Infrastructures Limited 502/A, "A" Wing, 5th Floor, Poonam Chambers, Dr. Annie Besant Road, Worli, Mumbai-400 018
9.	M/s. Samsung C&T Corporation, 18F, Block C, Building No. 5 (Cyber Terraces) Cyber City, DLF, Phase –III, Gurgaon-122002, Haryana
10.	M/s TATA Projects Ltd. Urban Infrastructure, Tata Projects Limited The Corenthum, Tower B, 3rd Floor, A-41, Sector -62, Noida - 201309
11.	M/s Coastal Projects Ltd. A-102, Sector-65 Noida-201307 (U.P) India

(ii) LIST OF CONTRACTORS FOR HYDRO-MECHANICAL WORKS

Sr. No.	NAME AND ADDRESS OF THE CONTRACTORS
1.	M/s Texmaco Ltd 508, Surya Kiran Building, 19, Kasturba Gandhi Marg, New Delhi-110001
2.	M/s P.E.S. Engineers Private Ltd. 1st Floor, Pancorn Chambers 6-3-1090/1/A, Raj Bhawan Road, Somajiguda, Hyderabad

3.	M/s Om Metals Infraprojects Ltd., NBCC Plaza Tower-III, 4th Floor, Sector-5, Pusp Vihar Saket New Delhi-110017
4.	GMW PVT Ltd 885, G.I.D.C Industrial Estate, Makarpura, Vadodara-390010 Gujarat, India
5.	Andritz Hydro Andritz Hydro Private Limited 602, Eros corporate Tower Nehru Place, New Delhi
6.	M/s Precision Technofab Ltd 7/C-D, "Suryarath", Panchwati, Ellisbridge, Ahmedabad-380006, Gujarat, India.
7.	M/s ATB RIVA CALZONI India Pvt. Ltd. 404, 4th Floor, Suncity Bussiness Tower Golf Course Road, Gurugram Haryana- 122002

(iii)

LIST OF CONTRACTORS FOR ELECTRO-MECHANICAL WORKS

1.	M/s Bharat Heavy Electricals Limited
2.	M/s GE Power India Limited, (formerly Alstom India Limited)
3.	M/s Andritz Hydro Pvt. Limited
4.	M/s Voith Hydro Pvt. Limited
5.	M/s Toshiba India Pvt Limited
6.	M/s ABB Pvt Limited
7.	M/s Hitachi Pvt Limited

अनुलग्नक 2**भारत में लघु जल विद्युत संयंत्रों के लिए प्रमुख आपूर्तिकर्ताओं की सूची****Turbine**

1. M/s Voith Hydro
2. M/s Andritz Hydro
3. M/s GE Renewable
4. M/s Kirloskar Brothers Ltd.
5. M/s Flovel Energy Pvt. Ltd.
6. M/s Mecamidi HPP
7. M/s Jyoti Ltd.

Generator

1. M/s Jyoti Ltd.
2. M/s Kirloskar Brothers Ltd.
3. M/s WEG
4. M/s Crompton Greaves
5. M/s Andritz Hydro
6. M/s Schneider Electric

अनुलग्नक 3

रेल मंत्रालय और कोयला मंत्रालय द्वारा संयुक्त रूप से निगरानी की जा रही 14 परियोजनाओं की सूची -

Project funded on 'Deposit basis' by Coal Coal Companies : -

- (1) Tori-Shivpur Railway Line (44.37 km) in Jharkhand
- (2) Doubling of Jharsuguda-Barpali-Sardega Rail Link (42.00 Km) at Ib Valley Coalfield of MCL in Odisha
- (3) Rail Connectivity of Lingaraj SILO with existing Deulbeda Siding at Talcher Coalfield of MCL in Odisha (4.8 Km.) and
- (4) Railway line from Bhadrachalam to Sattupalli (56.37 Km).

Projects funded through Special Purpose Vehicles (SPVs):-

- (5) Shivpur-Kathautia Railway Line (47.7 Km through SPV by IRCON)
- (6) East Corridor : Korichapar-Dharamjaigarh (74 km through SPV by IRCON)
- (7) East-West Corridor : Gevra Rd – Pendra Rd (135 km through SPV by IRCON) and
- (8) Angul-Balram Rail Link as part of Inner Corridor (14.22 km) through Mahanadi Coal Railway Limited (MCRL).

Projects funded by Railways:-

- (9) Doubling from Singrauli to Shaktinagar via Karaila Road (45 Km)
- (10) Doubling of Singrauli to Mahadiya and Mahadiya to Katni (260 Km by IRCON)
- (11) Third line between Barkakana-Barwadih-Garhwa Road – Son Nagar (291 Km by RVNL)
- (12) Third and Fourth line between Jharsuguda to Bilaspur (206 Km)
- (13) DFC-Dadri to Sonenagar & Extension upto Koderma by DFCCIL and
- (14) Third and Fourth Lines from Talcher to Budhapank (10km) & Third and Fourth Line from Budhapank to Rajathgarh (124 km).

अनुलग्नक 4

सीईओ द्वारा पहचान की गई 51 कोयला परियोजनाएं

Sr	Rty	Name of Project	PH	Project falling in State (s)	Priority	Length (Km)	Length Commissioned so far (km.)	Progress	TDC
1	ER	Hansdiha-Godda New Line	NL	Jharkhand		12	15	Phy - 85%, Fin - 74%	20-Sep
2	SECR	Kharsia-Gharghoda-Korichapan-Dharamjaygarh New Line	NL	Chhattisgarh		122	43	Phy - 78%, Fin - 73%	21-Dec
3	ECR	Koderma-Ranchi, New Line	NL	Jharkhand		202	175	Phy - 90%, Fin - 85%	22-Mar
4	ECOST	Angul to Sukinda Road, New Line	NL	Odisha		104	-	Phy - 50%, Fin - 47%	22-Jun
5	ECR	Koderma-Tilaiya, New Line	NL	Bihar, Jharkhand		65	25	Phy - 65%, Fin - 40%	22-Mar
6	SCR	Bhadrachalam Road-Sattupalli, New Line	NL	Telangana		56	-	Phy - 50%, Fin - 42%	21-Jun
7	WCR	Jabalpur-Gondia, Gauge Conversion	GC	Maharashtra, MP		300	261	Phy - 90%, Fin - 85%	21-Apr
8	SR	Tiruchchirappalli-Nagore, Gauge Conversion	GC	Tamilnadu		221	155	Phy - 70%, Fin - 70%	24-Mar
9	NCR	Naini and Chheoki, 3 rd line	DL	UP	C	2	-	Phy - 70%, Fin - 65%	20-Dec
10	SECR	Champa-Jharsuguda 3rd line	DL	Chhattisgarh, Odisha	SC	152	139	Phy - 93%, Fin - 89%	20-Nov
11	SER	Damodar-Mohisila, doubling	DL	WB		8	-	Phy - 55%, Fin - 41%	20-Dec
12	SECR	Pendra Road-Anuppur 3rd line	DL	MP, Chhattisgarh	C	50	-	Phy - 63%, Fin - 54%	21-Mar
13	WCR	Bhopal (Habibganj)-Bina 3rd line	DL	MP		145	141	Phy - 99%, Fin - 99%	21-Mar
14	ECOST	Khurda Road-Barang 3rd line	DL	Odisha	SC	32	26	Phy - 95%, Fin - 90%	21-Mar
15	SR	Omair-Mettur Dam, doubling	DL	Tamilnadu	SC	29	-	Phy - 75%, Fin - 90%	20-Nov
16	SR	Salem-Magnesite In-Omalur, doubling	DL	Tamilnadu		11	-	Phy - 10%, Fin - 7%	24-Mar
17	SER	Bondamunda-Rourkela 4th line	DL	Odisha		9	-	Phy - 35%, Fin - 35%	21-Jun
18	WCR	Powerkheda-Jujharpur flyover	Fly over	MP	SC	16	-	Phy - 20%, Fin - 53%	21-Dec
19	ECOST	Sambalpur-Talcher, doubling	DL	Odisha	SC	168	62	Phy - 67%, Fin - 60%	21-Dec
20	SECR	Khoda-Anuppur with flyover at Bilaspur	DL	Chhattisgarh, MP	SC	72	62	Phy - 85%, Fin - 61%	22-Feb
21	ECR	Kiul-Gaya, doubling	DL	Bihar		124	19	Phy - 52%, Fin - 51%	23-Mar
22	SECR, ECR	Raipur-Titlagarh, doubling	DL	Chhattisgarh, Odisha	SC	203	129	Phy - 80%, Fin - 99%	21-Dec
23	SER	Bondamunda-Ranchi (Hatia), doubling	DL	Odisha, Jharkhand		159	-	Phy - 31%, Fin - 28%	21-Apr
24	SER	Ranchi Road-Patratu Patch doubling	DL	Jharkhand		31	8	Phy - 50%, Fin - 45%	22-Mar
25	SER	Talgaria-Bokaro, doubling	DL	Jharkhand		32	-	Phy - 2%, Fin - 1%	21-Dec
26	NCR	Jhansi-Bina 3rd line	DL	MP, UP		153	-	Phy - 35%, Fin - 34%	24-Mar

	Rly	Name of Project	PH	Project falling in State (s)	Priority	Length (Km)	Length Commissioned so far (km.)	Progress	TDC	
	27	WCR	Bina-Kota, doubling	DL	MP, Rajasthan	SC	291	96	Phy -60%, Fin - 70%	21-Dec
	28	ER	Nimtita-New Farakka (25.42 km), doubling	DL	WB	C	25	10	Phy -72%, Fin - 50%	22-Dec
	29	NCR	Ruma-Chakeri-Chandari,3rd line	DL	UP	C	13	-	Phy -1%, Fin - 0%	23-Mar
	30	NCR	Chipyana- Buzurg to Dadri , 4th line	DL	UP	C	12	-	Phy -2%, Fin - 0%	23-Mar
	31	ECOST	Sambalpur-Titlagarh,doubling	DL	Odisha	SC	182	106	Phy -70%, Fin - 69%	21-Dec
	32	ECR	Jarangdih-Danea Doubling	DL	Jharkhand	C	29.2	7	Phy -65%, Fin - 98%	22-Mar
	33	ECR	Karaila Road- Shaktinagar, doubling	DL	UP, MP	C	32	-	Phy -35%, Fin - 28%	23-Mar
	34	SER	Rourkela-Jharsuguda 3rd line	DL	Odisha	C	101	-	Phy -53%, Fin - 53%	21-Dec
	35	WCR	Grade separator/ bypass at Katni	bye-pass	MP	C	35	-	Phy -2%, Fin - 9%	23-Mar
	36	ECR	Ramna-Singrauli, doubling	DL	MP,UP, Jharkhand	C	160	7	Phy -51%, Fin - 33%	24-Mar
	37	NCR	Mathura-Jhansi 3rd line	DL	MP,UP , Rajasthan	C	274	-	Phy -25%, Fin - 27%	23-Dec
	38	SECR	Anuppur-Katni 3rd line	DL	MP	C	166	-	Phy -21%, Fin - 23%	24-Mar
	39	WCR	Katni-Singrauli, doubling	DL	MP	C	257	41	Phy -57%, Fin - 46%	23-Mar
	40	ECOST	Brundamal-Jharsuguda flyover	DL	Odisha		7	-	Phy -8%, Fin - 4%	24-Mar
	41	NR	Rajpura-Bhatinda, doubling	DL	Punjab	C	173	-	Phy -20%, Fin - 23%	22-Jun
	42	SCR	Byepass at Vijayawada, Kazipet	bye-pass	AP,,Telangana	C	41	-	Phy -20%, Fin - 21%	23-Mar
	43	SER	Kharagpur-Adityapur 3rd line	DL	WB,Jharkhand	C	132	-	Phy -30%, Fin - 44%	22-Jul
	44	SECR	Jharsuguda-Champa-Bilaspur 4th line	DL	Chhattisgarh,O disha	C	206	18	Phy -20%, Fin - 15%	23-Dec
	45	WCR	Itarsi-Nagpur (Bal.) 3rd line	DL	MP, Maharashtra		280	-	Phy -16%, Fin - 10%	24-Mar
	46	SCR	Kazipet-Balharshah 3rd line	DL	Maharashtra, Telangana		202	-	Phy -54%, Fin - 54%	24-Mar
	47	ECOST	Narayangarh-Bhadrak 3rd line	DL	Odisha, WB		153	-	Phy -1%, Fin - 1%	24-Mar
	48	NR	Jaunpur - Akbarpur (Tanda), doubling	DL	UP	C	77	-	Phy -6%, Fin - 6%	24-Mar
	49	ECOST	Jarapaada- Budhapank 3 rd & 4 th line	DL	Odisha	C	101	-	Phy -20%, Fin - 19%	24-Mar
	50	ECOST	Budhapank- Salegaon via Rajatgarh 3rd & 4th line	DL	Odisha	C	170	-	Phy -40%, Fin - 49%	24-Mar
	51	ECR	Patratu-Sonnagar, 3 rd line	DL	Jharkhand, Bihar	C	291	-	Phy -16%, Fin - 14%	23-Dec

अनुलग्नक 5

ओडीसी/ओडब्ल्यूसीके संचलन के लिए आवश्यक शर्तों का उल्लेख नीचे किया गया

- i. Load restrictions on various roads stipulated by the Public Works Department/Local Authorities/National Highway Authority of India will be observed and permission of such authorities will be obtained before the vehicles are put on the roads. Movement of the trailers will be approved and closely monitored by the concerned road authorities in State/Union Territory/National Highway Authority of India from Safety point of view.
- ii. Any issue of any nature arising during the transportation of subject consignment shall be the responsibility of the Transportation Company.
- (iii) The vehicles should display all danger flags and lights, preferably the vehicles should be preceded and followed by a vehicle displaying prominently that a heavy load is passing.
- (iv) Coupling of the trailers along side by side the width or along with length of the road depending upon the condition specified by the Transporter.
- (v) Transportation Company will give advance intimation at least ten days in advance to such authority or officer specified in this behalf by the State Government/National Highway Authority of India regarding each movement of such vehicles.
- (vi) If so, directed by the Public works Department of a State/Union Territory/National Highway Authority of India, the loaded vehicles will not be allowed to pass over the bridges on the roads in that State/Union Territory and in such cases, applicants will have to make their own arrangements to cross the rivers/drains.
- (vii) Transportation Company would need to obtain permission before movement, from the concerned State or union Territory Authorities/National Highway Authority of India enroute, in view of the oversized cargo. For each such movement, the timing should be prescribed by the concerned authority.
- (viii) The said vehicles should be moved without any hindrance to the normal flow of traffic.
- (ix) The maximum speed of the trailers for movement on the road shall not exceed 5kms/hour.
- (x) The trailers shall be painted for the entire width by yellow and black zebra strips on the front and rear sides duly marked for night time driving/parking suitably by red lamps at the front and rear and red flags on both the sides during day time to indicate the extreme position of the vehicle clearly. In addition, the entire overhang shall be covered with a red reflector/reflective tape to facilitate clear vision of overhang.
- (xi) Transportation Company would be liable to pay such amount to the Government of State/Union Territory/National Highway Authority of India or any other affected person where any damage is caused to the roads or road structures/other road users/person directly or indirectly due to the movement of the trailers.
- (xii) Transportation Company will observe such restrictions as the State/Union Territory Government/ National Highway Authority of India may by order specify in this behalf.
- (xiii) Company will ensure that road tax have been paid, fitness certificate, insurance cover, National Permit, and PUC have been obtained in respect of all the vehicles to be utilized during the movement.
- (xiv) In case, the width after sideways coupling of trailers exceeds the road width in certain stretches, by passes/ other measures in consultation with States Authorities/National Highway Authority of India will be taken for movement of the above consignment.
- (xv) In case of issues arising of any vehicle(s) or part of vehicle(s) out sourced from other registered owners, Transportation Company shall be responsibility for the same.

Criteria for overloading/over dimension of vehicles, based on which software is generating permission:

- If gross cargo weight is more than 169 MT then approval is required from ministry
- Number of Axle should be within allowed limits (see following table)
- Per Axle weight of Hydraulic Trailer Should not exceed 18MT
- Weight should not exceed Combined RLW of All Trailers
- Total Load Weight {Cargo Wt + Attachment Wt} cannot be more than Total Allowed HT Weight {Tot. RLW of HT - Tot. Tare Wt. of HT}

Vehicle Type	Short Name	Axle (from)	Axle (to)
HT-1 Loading	HT1	4	4
HT-2 Loading	HT2	5	6
HT-3 Loading	HT3	7	8
HT-4 Loading	HT4	9	10
HT-5 Loading	HT5	11	12
HT-6 Loading	HT6	13	14
HT-7 Loading	HT7	15	16
HT-8 Loading	HT8	17	18
HT-9 Loading	HT9	19	20
HT-10 Loading	HT10	16	16
HT-11 Loading	HT11	20	20
HT-12 Loading	HT12	28	28
HT-13 Loading	HT13	32	32
Other	OTH	32	32

Regarding procedure for updating list of distressed bridges, bridges having span length more than 50 m, and not covered in Ministry's circular dated 24.1.2013, form is available wherein each RO can update details of the bridge.

भारत के प्रमुख बंदरगाहों की बर्थ-वार मशीनी करण स्थिति नीचे दी गई है।

ANNEXURE-II (Mechanization Status at major Ports)				
Port	Berth name	Cargo type	Operated by	Mechanization Status
Mormugao	Berth 5	Steel	PPP	Non-mechanized
Mormugao	Berth 6	Coal, Limestone	PPP	Mechanized
Mormugao	Berth 7	Coal	PPP	Mechanized
Mormugao	Berth 8	POL/Caustic Soda/Ammonia/Other Oil	Port	Non-mechanized
Mormugao	Berth 9	Under development	Port	Non-mechanized
Mormugao	Berth 10	Fertilisers/Bentonite/Gypsum/Granite/SteelProducts/POL/P.Acid/Container/Limestone/Iron ore etc.	Port	Non-mechanized
Mormugao	Berth 11	Fertilisers/Bentonite/Gypsum/Granite/SteelProducts/POL/P.Acid/Container/Limestone/Iron ore etc.	Port	Non-mechanized
Mormugao	Berth 13	Mole Berth	Port	Non-mechanized
New Mangalore	Berth 1	Gen. Cargo	Port	Non-mechanized
New Mangalore	Berth 2	Gen. Cargo	Port	Non-mechanized
New Mangalore	Berth 3	Gen. Cargo	Port	Non-mechanized
New Mangalore	Berth 4	Gen. Cargo/Liquid Cargo/Cruise	Port	Non-mechanized
New Mangalore	Berth 5	Gen. Cargo	Port	Non-mechanized
New Mangalore	Berth 6	Gen. Cargo	Port	Non-mechanized
New Mangalore	Berth 7	Gen. Cargo	Port	Non-mechanized
New Mangalore	Berth 8	Gen. Cargo	Port	Partial
New Mangalore	Berth 14	Gen. Cargo	Port	Non-mechanized
New Mangalore	Berth 15	Coal	PPP	Mechanized
New Mangalore	Berth 16	Gen. Cargo	PPP	Mechanized
New Mangalore	Berth 9	LPG	Port	Partial
New Mangalore	Berth 10	Crude & POL Products	Port	Partial
New Mangalore	Berth 11	Crude & POL Products	Port	Partial
New Mangalore	Berth 12	POL/LPG/Edible Oil	Port	Partial
New Mangalore	Berth 13	POL/LPG/Liq. Cargo	Port	Partial
Chennai	19 A	Passenger/General/Liquid Bulk	Port	Non-mechanized
Chennai	18 A	General/RO-RO/Liquid Bulk	Port	Non-mechanized
Chennai	17 A	General/RO-RO/Liquid Bulk	Port	Non-mechanized
Chennai	16 A	General/Food Grains	Port	Non-mechanized
Chennai	15 A	General/Food Grains	Port	Non-mechanized
Chennai	14 A	General/Passenger	Port	Non-mechanized
Chennai	13 A	General/Dry Bulk	Port	Non-mechanized
Chennai	6 A	General/Dry Bulk/Liquid Bulk	Port	Non-mechanized
Chennai	12J	Dry Bulk/General	Port	Partial
Chennai	11 J	Dry Bulk/General	Port	Partial
Chennai	10 J	Dry Bulk/General	Port	Partial
Chennai	7 J	Dry Bulk/Liquid Bulk/General	Port	Partial
Chennai	8 J	Dry Bulk/Liquid Bulk/General	Port	Partial
Chennai	9 J	Dry Bulk/Liquid Bulk/General	Port	Partial
Chennai	26 B	POL	Port	Partial
Chennai	24 B	POL/Other Liquid	Port	Non-mechanized
Chennai	27 B	POL	Port	Partial
Chennai	20 B	Containers	PPP	Non-mechanized
Chennai	21 B	Containers	PPP	Non-mechanized
Chennai	22 B	Containers	PPP	Mechanized
Chennai	23 B	Containers	PPP	Mechanized
Chennai	5 A	Containers	PPP	Mechanized
Chennai	4 A	Containers	PPP	Mechanized
Chennai	3 A	Containers	PPP	Mechanized
Chennai	1 B	Coastal Cargo including cereals, pulses, iron, steel, metal scrap, stone, timber etc.	Port	Non-mechanized
Chennai	2 B	Coastal Cargo including cereals, pulses, iron, steel, metal scrap, stone, timber etc.	Port	Non-mechanized
Ennore	Coal Berth 1	Coal	Captive	Mechanized
Ennore	Coal Berth 2	Coal	Captive	Mechanized
Ennore	Common User Coal Terminal	Coal	PPP	Mechanized
Ennore	Marine Liquid Terminal I	POL, Chemicals & LPG unloaded through Pipelines	PPP	Non-mechanized
Ennore	General Cargo Berth	Automobiles and Project cargoes handled	Port	Non-mechanized
Ennore	Container Terminal (Phase I)	Containers handled	PPP	Non-mechanized
Ennore	Multi Cargo Terminal	Steel, Barites, Gypsum, River sand and Fertilizers handled	PPP	Non-mechanized
Ennore	LNG Terminal	LNG unloaded through pipelines	Captive	Non-mechanized
Paradip	Iron Ore Berth	Iron ore	Port	Mechanized
Paradip	East Quay-I	Others	Port	Non-mechanized
Paradip	East Quay-II	Others	Port	Non-mechanized
Paradip	East Quay-III	Others	Port	Non-mechanized
Paradip	South Quay Berth	Others	Port	Partial
Paradip	Central Quay-I	Others	Port	Partial
Paradip	Central Quay-II	Others	Port	Partial
Paradip	Central Quay-III	Others	Captive	Mechanized
Paradip	Fertilizer Berth-I	Fertilizers	Captive	Mechanized
Paradip	Fertilizer Berth-II	Fertilizers	Captive	Mechanized
Paradip	Multi-purpose Berth	Others	Port	Partial
Paradip	Coal Berth-I	Coal	Port	Mechanized
Paradip	Coal Berth-II	Coal	Port	Mechanized
Paradip	North Oil Jetty	Others	Port	Mechanized
Paradip	South Oil Jetty	Others	Captive	Mechanized
Paradip	SPM I	Others	Captive	Mechanized
Paradip	SPM II	Others	Captive	Mechanized
Paradip	SPM III	Others	Captive	Mechanized
Paradip	Ro-Ro Jetty	Steel	Port	Non-mechanized
Paradip	PICTPL	Containers	PPP	Partial
Paradip	NIOB	Iron ore	PPP	Mechanized
Mumbai	1 ID	Containers	Port	Non-mechanized
Mumbai	2 ID	Containers	Port	Non-mechanized
Mumbai	3 ID	Containers	Port	Non-mechanized
Mumbai	9 ID	Gen. Cargo + Tanker	Port	Non-mechanized
Mumbai	Jetty End	Heavy lifts	Port	Non-mechanized
Mumbai	10 ID	Multiple commodities	Port	Non-mechanized
Mumbai	11 ID	Multiple commodities	Port	Non-mechanized
Mumbai	12 ID	Multiple commodities	Port	Non-mechanized
Mumbai	12A ID	Multiple commodities	Port	Non-mechanized
Mumbai	12B ID	Multiple commodities	Port	Non-mechanized

Mumbai	13 ID	Multiple commodities	Port	Non-mechanized
Mumbai	13A ID	Multiple commodities	Port	Non-mechanized
Mumbai	13B ID	Gen. Cargo + Bulk Cargo	Port	Non-mechanized
Mumbai	14 ID	Gen. Cargo + Bulk Cargo	Port	Non-mechanized
Mumbai	15 ID	Gen. Cargo + Bulk Cargo	Port	Non-mechanized
Mumbai	16 ID	Multiple commodities	Port	Non-mechanized
Mumbai	17 ID	Multiple commodities	Port	Non-mechanized
Mumbai	18 ID	Multiple commodities	Port	Non-mechanized
Mumbai	19/20 ID	Multiple commodities	Port	Non-mechanized
Mumbai	21 ID	Multiple commodities	Port	Non-mechanized
Mumbai	22/23 ID	Multiple commodities	Port	Non-mechanized
Mumbai	BPS	Multiple commodities & cruise vessels	Port	Non-mechanized
Mumbai	BPX	Multiple commodities & cruise vessels	Port	Non-mechanized
Mumbai	OCT1	Automobiles, Steel & General Cargo	Captive	Non-mechanized
Mumbai	OCT2	Automobiles, Steel & General Cargo	Captive	Non-mechanized
Mumbai	JD1	Crude & POL Products	Port	Mechanized
Mumbai	JD2	Crude & POL Products	Port	Mechanized
Mumbai	JD3	Crude & POL Products	Port	Mechanized
Mumbai	JD4	Crude & POL Products	Port	Mechanized
Mumbai	OPP	POL Products	Port	Mechanized
Mumbai	NPP	POL Products & Chemicals	Port	Mechanized
Mumbai	NPP2	POL Products & Chemicals	Port	Mechanized
Tuticorin	VOC I	Others	Port	Partial
Tuticorin	VOC II	Others	Port	Partial
Tuticorin	VOC III	Others	Port	Partial
Tuticorin	VOC IV	Others	Port	Partial
Tuticorin	AB-I	Others	Port	Non-mechanized
Tuticorin	AB-II	Others	Port	Non-mechanized
Tuticorin	Berth 9	Others	Port	Mechanized
Tuticorin	Coal Jetty I	Coal	Captive	Mechanized
Tuticorin	Coal Jetty II	Coal	Captive	Mechanized
Tuticorin	NCB I	Coal	Captive	Mechanized
Tuticorin	NCB II	Coal	PPP	Mechanized
Tuticorin	Oil Jetty	Others	Port	Partial
Tuticorin	CBW	Others	Port	Non-mechanized
Tuticorin	Berth 7	Containers	PPP	Mechanized
Tuticorin	Berth 8	Containers	PPP	Mechanized
JNPT	Liquid Berth 01-L B01	Liquid Cargo	PPP	Mechanized
JNPT	Liquid Berth 02 – LB02	Liquid Cargo	PPP	Mechanized
JNPT	Shallow Water Berth. SWB01	Project Cargo/ Break Bulk Cargo	Port	Non-mechanized
JNPT	Shallow Water Berth. SWB02	Containers, Liquid Cargo and Project Cargo/ Break Bulk Cargo	Port	Non-mechanized
JNPT	Shallow Water Berth. SWB03	Containers, Liquid Cargo and Project Cargo/ Break Bulk Cargo	Port	Non-mechanized
JNPT	JNPCT CB -01	Containers	Port	Mechanized
JNPT	JNPCT CB -02	Containers	Port	Mechanized
JNPT	NSICT CB-04	Containers	PPP	Mechanized
JNPT	NSICT CB-05	Containers	PPP	Mechanized
JNPT	NSICT CB-06	Containers	PPP	Mechanized
JNPT	APMT-01	Containers	PPP	Mechanized
JNPT	APMT-02	Containers	PPP	Mechanized
JNPT	BMCT-01	Containers	PPP	Mechanized
JNPT	BMCT-02	Containers	PPP	Mechanized
JNPT	BMCT-03	Containers	PPP	Mechanized
Cochin	BTP	Dry/Liquid Bulk	Port	Partial
Cochin	NCB	Dry/Liquid Bulk	Port	Partial
Cochin	COT	POL	Port	Mechanized
Cochin	NTB	POL	Port	Mechanized
Cochin	Q1	Dry Bulk	Port	Partial
Cochin	Q10	Fertilizers	Captive	Mechanized
Cochin	Q2	Handed over to navy	Port	Non-mechanized
Cochin	Q3	Handed over to navy	Port	Non-mechanized
Cochin	Q4	Liquid Cargo	Port	Partial
Cochin	Q5	Dry Bulk	Port	Partial
Cochin	Q6	Dry Bulk	Port	Partial
Cochin	Q7	Dry Bulk	Port	Non-mechanized
Cochin	Q8	Dry Bulk	Port	Non-mechanized
Cochin	Q9	Dry Bulk	Port	Non-mechanized
Cochin	SCB	Decommissioned	Port	Non-mechanized
Cochin	SPM	Crude & POL Products	Captive	Mechanized
Cochin	STB	POL	Port	Mechanized
Cochin	V2	Containers	PPP	Mechanized
Cochin	V3	Containers	PPP	Mechanized
Cochin	LNG	LNG	Captive	Mechanized
Cochin	UTL	Passenger Berth	Port	
Kandla	CJ-1	Dry Bulk	Port	Non-mechanized
Kandla	CJ-2	Dry Bulk	Port	Non-mechanized
Kandla	CJ-3	Dry Bulk	Port	Non-mechanized
Kandla	CJ-4	Dry Bulk	Port	Non-mechanized
Kandla	CJ-5	Dry Bulk	Port	Non-mechanized
Kandla	CJ-6	Dry Bulk	Port	Non-mechanized
Kandla	CJ-7	Dry Bulk	Port	Non-mechanized
Kandla	CJ-8	Dry Bulk	Port	Non-mechanized
Kandla	CJ-9	Dry Bulk	Port	Non-mechanized
Kandla	CJ-10	Dry Bulk	Port	Non-mechanized
Kandla	CJ-11	Containers	PPP	Non-mechanized
Kandla	CJ-12	Containers	PPP	Non-mechanized
Kandla	CJ-13	Dry Bulk	Port	Non-mechanized
Kandla	CJ-14	Dry Bulk	Port	Non-mechanized
Kandla	CJ-15	Dry Bulk	Port	Non-mechanized
Kandla	CJ-16	Dry Bulk	Port	Non-mechanized
Kandla	OJ-1	Liquid Cargo	Port	Non-mechanized
Kandla	OJ-2	Liquid Cargo	Port	Non-mechanized
Kandla	OJ-3	Liquid Cargo	Port	Non-mechanized
Kandla	OJ-4	Liquid Cargo	Port	Non-mechanized
Kandla	OJ-5	Liquid Cargo	Captive	Non-mechanized

Kandla	OJ-6	POL	Captive	Non-mechanized
Kandla	Tuna Tekra-1	Dry Bulk	PPP	Mechanized
Kandla	Tuna Tekra-2	Dry Bulk	PPP	Mechanized
Kandla	Tuna Tekra-3	Dry Bulk	PPP	Mechanized
Kandla	Tuna Tekra-4	Dry Bulk	PPP	Mechanized
Kandla	Tiico Barge Jetty	Fertilizers	Captive	Non-mechanized
Kandla	SBM -1	Crude & POL Products	Port	Non-mechanized
Kandla	SBM -2	Crude & POL Products	Port	Non-mechanized
Kandla	SBM -3	Crude & POL Products	Captive	Non-mechanized
Kandla	POL product jetty 1	POL	Captive	Non-mechanized
Kandla	POL product jetty 2	POL	Captive	Non-mechanized
Kolkata	1 KPD	General Cargo	Port	Non-mechanized
Kolkata	3 KPD	General Cargo	Port	Non-mechanized
Kolkata	4 KPD	General Cargo	Port	Non-mechanized
Kolkata	5/7 KPD	General Cargo	Port	Non-mechanized
Kolkata	6 KPD	General Cargo	Port	Non-mechanized
Kolkata	8 KPD	General Cargo	Port	Non-mechanized
Kolkata	9 KPD	General Cargo	Port	Non-mechanized
Kolkata	10 KPD	General Cargo	Port	Non-mechanized
Kolkata	11 KPD	General Cargo	Port	Non-mechanized
Kolkata	12 KPD	General Cargo	Port	Non-mechanized
Kolkata	22 KPD	General Cargo	Port	Non-mechanized
Kolkata	23 KPD	General Cargo	Port	Non-mechanized
Kolkata	24 KPD	General Cargo	Port	Non-mechanized
Kolkata	25 KPD	General Cargo	Port	Non-mechanized
Kolkata	26 KPD	General Cargo	Port	Non-mechanized
Kolkata	27 KPD	General Cargo	Port	Non-mechanized
Kolkata	28 KPD	General Cargo	Port	Non-mechanized
Kolkata	29 KPD	General Cargo	Port	Non-mechanized
Kolkata	NSD - 2	Containers	PPP	Non-mechanized
Kolkata	NSD - 3	Containers	PPP	Mechanized
Kolkata	NSD -4	Containers	PPP	Mechanized
Kolkata	NSD -5	Containers	PPP	Mechanized
Kolkata	NSD -7	Containers	PPP	Non-mechanized
Kolkata	NSD -8	Containers	PPP	Mechanized
Kolkata	MB - 1	Multi Commodity (General. BB. DB Container)	Port	Non-mechanized
Kolkata	MB - 2	Multi Commodity (General. BB. DB Container)	Port	Non-mechanized
Kolkata	MB - 3	Multi Commodity (General. BB. DB Container)	Port	Non-mechanized
Kolkata	Liquid cargo berth	Liquid Cargo	Port	Mechanized
Kolkata	BB 1	Liquid Cargo	Port	Mechanized
Kolkata	BB 2	Liquid Cargo	Port	Mechanized
Kolkata	BB 3	Liquid Cargo	Port	Mechanized
Kolkata	BB 4	Liquid Cargo	Port	Mechanized
Kolkata	BB 5	Liquid Cargo	Port	Mechanized
Kolkata	BB 6	Liquid Cargo	Port	Mechanized
Haldia	B/2	Dry Bulk/Coke Coal etc	Port	Partial
Haldia	B/3	Dry bulk	Port	Non-mechanized
Haldia	B/4	Dry bulk/Thermal Coal	Port	Mechanized
Haldia	B/4A	Dry bulk/Coking Coal	PPP	Mechanized
Haldia	B/4B	Dry bulk	Port	Partial
Haldia	B/5	Liquid Cargo	Port	Non-mechanized
Haldia	B/6	Liquid Cargo	Port	Non-mechanized
Haldia	B/7	Liquid Cargo	Port	Non-mechanized
Haldia	B/8	Dry bulk/Coking Coal/Iron and Steel	Port	Partial
Haldia	B/9	Dry bulk	Port	Non-mechanized
Haldia	B/10	Containers	Port	Partial
Haldia	B/11	Containers	Port	Partial
Haldia	B/12	Dry bulk	Port	Partial
Haldia	B/13	Dry bulk	Port	Partial
Haldia	Jetty 1	Liquid Cargo	Port	Mechanized
Haldia	Jetty 2	Liquid Cargo	Port	Mechanized
Haldia	Jetty 3	Liquid Cargo	Port	Mechanized
Visakhapatnam	EQ-1	Thermal Coal & Steam coal	PPP	Mechanized
Visakhapatnam	EQ-3	Steel, food grains, lime stone, fertilizers, Gen Cargo, Soya, fertilizers raw materials, timber and granite	Port	Non-mechanized
Visakhapatnam	EQ-4		Port	Non-mechanized
Visakhapatnam	EQ-5		Port	Non-mechanized
Visakhapatnam	EQ-6	Anthracite coal, BF slag, steel, Thermal coal, fertilizers. Phos, Acid, fertilizers raw materials	Port	Non-mechanized
Visakhapatnam	EQ-7	Fertilizers and Fertilizer raw materials	Port	Non-mechanized
Visakhapatnam	EQ-8	Urea, Magnesite, fertilizers raw materials	PPP	Mechanized
Visakhapatnam	EQ-9	Steel Gen Cargo. Steam coal. Lam coke. Feldspar and granite	PPP	Mechanized
Visakhapatnam	EQ-10	Caustic Soda. Bio diesel. Edible oils. Chemicals	PPP	Mechanized
Visakhapatnam	WQ-1	Iron ore. Thermal coal. other cargo	Port	Non-mechanized
Visakhapatnam	WQ-2	Iron ore. Coking coal. granite and thermal coal	Port	Non-mechanized
Visakhapatnam	WQ-3	Coking coal. Steel. Thermal coal. Soya. Pet Coke and iron ore	Port	Non-mechanized
Visakhapatnam	WQ-4	Iron ore. Iron ore pellets. Steam coal. Lime stone and steel	Port	Non-mechanized
Visakhapatnam	WQ-5	Alumina. Iron ore. granite and caustic soda	Port	Non-mechanized
Visakhapatnam	WQ-re	Coastal Cargo berth - 1	Port	Non-mechanized
Visakhapatnam	Green channel berth	Coastal Cargo berth - 2	Port	Non-mechanized
Visakhapatnam	WQ -6	CP Coke. LAM Coke. Steel and Granite	PPP	Non-mechanized
Visakhapatnam	WQ -7	Dry/Break bulk cargoes	Port	Non-mechanized
Visakhapatnam	WQ -8	Dry/Break bulk cargoes	Port	Non-mechanized
Visakhapatnam	FB	Fertilizers. Raw materials. Liquid ammonia and molten sulphur (Fert)	Port	Mechanized
Visakhapatnam	OR-1	POL products	Port	Mechanized
Visakhapatnam	OR-2	POL products	Port	Mechanized
Visakhapatnam	OB-1	Iron ore and iron pellets	PPP	Mechanized
Visakhapatnam	OB-2	Iron ore and iron pellets	PPP	Mechanized
Visakhapatnam	VGCB	Coking coal & Steam coal	PPP	Mechanized
Visakhapatnam	OSTT	Crude oil	Port	Mechanized
Visakhapatnam	LPG	L P Gas and POL products	Port	Mechanized
Visakhapatnam	VCT	Container Cargo	PPP	Mechanized
Visakhapatnam	SBM	Crude oil	Port	Mechanized

अनुलग्नक 7

ए) वर्तमान प्राकृतिक गैस पाइपलाइन अवसंरचना का वितरण (किलोमीटर सहित) मौजूदा गैस पाइपलाइन का राज्यवार वितरण नीचे दिया गया है -

S.No.	Name of the Natural Gas Pipeline	Authorized Entity	Length (Km.)	States from which pipe-line passes
1	Hazira-Vijaipur-Jagdishpur -GREP (Gas Rehabilitation and Expansion Pro-ject)-Dahej-Vijaipur HVJ/VDPL	GAIL	4587	Delhi, Uttar Pradesh, Madhya Pradesh, Rajasthan, Gujarat
2	Dahej-Vijaipur (DVPL)-Vijaipur-Dadri (GREP) Upgradation DVPL2 & VDPL	GAIL	1326	Gujarat, Madhya Pradesh, Rajasthan, Uttar Pradesh,
3	Dahej-Uran-Panvel-Dhabhol	GAIL	929	Gujarat, Maharashtra
4	Agartala regional network	GAIL	61	Agartala
5	Mumbai regional network	GAIL	131	Maharashtra
6	Assam regional network	GAIL	1	Assam
7	K.G. Basin network	GAIL	892	Andhra Pradesh, Puducherry
8	Gujarat regional network	GAIL	740	Gujarat
9	Cauvery Basin network	GAIL	276	Puducherry, Tamil Nadu
10	Auraiya-Phulpur Pipeline	GAIL	315	Uttar Pradesh
11	Rajasthan regional network	GAIL	153	Rajasthan
12	Dadri-Bawana-Nangal	GAIL	867	Haryana, Punjab, Uttar Pradesh, Uttarakhand, Delhi
13	Chhainsa-Jhajjar-Hissar	GAIL	304	Haryana, Rajasthan, Punjab
14	Dabhol-Bangalore	GAIL	1130	Maharashtra, Karnataka, Goa
15	Kochi-Koottanad-Bangalore-Mangalore (Kochi - Koottanad - Mangalore and Koottanad- Walayar and Bangalore - Krishnagiri sections)	GAIL	567	Kerala, Karnataka & Tamil Nadu
16	Jagdishpur - Haldia & Bokaro - Dhamra (Phulpur to Durgapur and with spur lines to Gorakhpur, Varanasi, Patna, Barauni, Sindri and Matix Fertilizer)	GAIL	1109	Uttar Pradesh, Bihar, Jharkhand and West Bengal
17	Vijaipur-Auraiya (VAPL)	GAIL	174	U.P. & M.P.
18	Uran-Trombay	ONGC	24	Maharashtra
19	Dadri-Panipat	IOCL	140	Haryana, Punjab, Uttar Pradesh
20	EWPL (Kakinada-Hyderabad-Uran-Ahmedabad)	PIL	1460	Andhra Pradesh, Gujarat, Maharashtra, Telangana
21	Shadol-Phulpur	RGPL	312	Madhya Pradesh, Uttar Pradesh
22	Hazira-Ankleshwar	Gujarat Gas	73.2	Gujarat
23	GSPL's Gas Grid network including spur lines	GSPL	2692	Gujarat
24	AGCL's Assam regional network	AGCL	105	Assam
25	Deepak Fertilizers	DFPCL	42	Maharashtra

बी) निर्माणाधीन प्राकृतिक गैस पाइपलाइन अवसंरचना का वितरण (किमी सहित) राष्ट्रीय गैस ग्रिडको पूरा करने के लिए चल रही/अनुमोदित प्राकृतिक गैस पाइपलाइन का राज्यवार विवरण नीचे दिखाया गया है -

S.No.	Pipeline Project	Length (Kms.)	Implementing agency	State through which it passes
1	Jagdishpur-Haldia & Bokaro-Dhamra(Phase 2&3)	1546	GAIL	Jharkhand, West Bengal and Odisha
2	Barauni - Guwahati	729	GAIL	Bihar, West Bengal, & Assam
3	Dhamra-Haldia	253	GAIL	Odisha & west Bengal
4	North East Region (NER) Gas Grid	1656	Indradhanush Gas Grid Ltd.	Assam, Sikkim, Mizoram, Manipur, Arunachal Pradesh, Tripura, Nagaland and Meghalaya
5	Kochi-Koottanad- Bangalore-Mangalore (Ph-11)	322	GAIL	Kerala, Tamil Nadu and Karnataka
6	Vijaipur-Auraiya (VAPL)	178	GAIL	Madhya Pradesh & Uttar Pradesh
7	Angul-Srikakulam	744	GAIL	Andhra Pradesh and Odisha
8	Mumbai - Nagpur - Jharsuguda	1755	GAIL	Maharashtra, Madhya Pradesh, Chhatisgarh & Odisha
9	Sultanpur-Jhajjar-Hissar section of CJHPL	135	GAIL	Haryana
10	Haridwar-Rishikesh- Dehradun section of DBNPL	50	GAIL	Uttarakhand
11	Ennore-Thiruvallur- Bengluru-Madurai- Tuticorin	1385	Indian Oil Corporation Ltd.	Tamil Nadu and Karnataka
12	Bhatinda - Jammu - Srinagar	729	GSPL India Gasnet Limited	Punjab, Jammu & Kashmir
13	Mehsana - Bhatinda	2052	GSPL India Gasnet Limited	Gujarat, Rajasthan, Haryana and Punjab
14	Mallavaram - Bhopal - Bhilwaravia Vijaipur	2042	GSPL India Transco Limited	Andhra Pradesh, Telangana, Chhattisgarh, Madhya Pradesh, Maharashtra and Rajasthan
15	Kakinada - Vizag - Srikakulam	391	AP Gas Distribution Corporation	Andhra Pradesh
16	Nellore-Vizag-Kakinada	525	IMC Ltd	Andhra Pradesh
17	Ennore - Nellore	430	Gas Transmission India Pvt. Ltd.	Andhra Pradesh and Tamil Nadu
18	Jaigarh-Mangalore	749	H-Energy Pvt. Ltd.	Maharashtra, Goa and Karnataka
19	Kanai Chhata to Shrirampur	315	H-Energy	West Bengal

अनुलग्नक 8

F.No.15/2016-H-I (Pt.)

Government of India

Ministry of Power

Shram Shakti Bhawan, Rafi Marg
New Delhi, dated the 8th March, 2019**OFFICE MEMORANDUM****Subject: MEASURES TO PROMOTE HYDRO POWER SECTOR**

In reference to communication received from Cabinet Secretariat vide D.O. No. 11/CM/2019(iii) dated 7.3.2019, the undersigned is directed to inform that the Government has approved the following measures to promote hydropower sector:-

2. Declaring LHPs (> 25 MW projects) as Renewable Energy source:

2.1 Large Hydropower Projects (LHPs, i.e. > 25 MW projects) are declared as Renewable Energy source. However, LHPs would not automatically be eligible for any differential treatment for statutory clearances such as Forest Clearance, environmental clearance, NBWL clearance, related Cumulative Impact Assessment & carrying Capacity study, etc., available to Small Hydropower Projects (SHPs), i.e., projects of capacity up to 25 MW. Ministry of Power shall continue to be the administrative Ministry for LHPs.

3. Hydro Purchase Obligation (HPO) as a separate entity within Non – solar Renewable Purchase Obligation (RPO):

3.1 Hydropower Purchase Obligation (HPO) is notified as a separate entity within Non - Solar Renewable Purchase Obligation (RPO). The HPO shall cover all LHPs commissioned after issue of this Office Memorandum as well as the untied capacity (i.e., without PPA) of the commissioned projects. This HPO will be within the existing Non-Solar RPO after increasing the percentage assigned for it so that existing Non-Solar RPO for other renewable sources remains unaffected by the introduction of HPO. The trajectory of annual HPO targets will be notified by Ministry of Power based on the projected capacity addition plans in hydropower sector. Necessary amendments will be introduced in the Tariff Policy and Tariff Regulations to operationalize HPO.

4. Tariff rationalisation measures for bringing down hydropower tariff:

4.1 Tariff rationalisation measures including providing flexibility to the developers to determine tariff by back loading of tariff after increasing project life to 40 years, increasing debt repayment period to 18 years and introducing escalating tariff of 2%.

4.2 The levelized tariff over the useful life of the project may be calculated on the basis of the norms specified in the CERC regulations and thereafter, the determination of year wise tariff, for a long term PPA for procurement of Hydro Power for a period of not less than specified years (depending upon the repayment plan for the debt raised by the generator such that major part of the loan is repaid during the tenure of such PPA), may be left to the Developer and DISCOMs as per their feasibility and depending upon the terms of repayment of loan negotiated with the lenders subject to-

- (a) submission of such complete calculations with assumptions to be provided by the generator of hydro power at the time of filing of the application; and
- (b) upfront approval by the appropriate Regulatory Commission.

5. Budgetary Support for Flood Moderation/ Storage Hydro Electric Projects (HEPs):

5.1 In-principle approval is accorded for providing budgetary support through the budgetary grant of Ministry of Power for Flood Moderation component for Storage HEPs to be set up in future. The value of flood moderation component will be worked by technical agencies, viz., CWC, etc. in accordance with the guidelines. The amount required for flood moderation/ storage costs shall be released, through MoP budgetary provisions after appraisal of each project, on a case to case basis, by Public Investment Board (PIB)/ Cabinet Committee on Economic Affairs (CCEA) as per due process.

6. Budgetary Support to Cost of Enabling Infrastructure, i.e., roads/ bridges:

6.1 In-principle approval is accorded for providing budgetary support through the budgetary grant of Ministry of Power for funding enabling infrastructure for hydropower projects i.e. roads / bridges. This support shall be applicable for projects starting construction after notification of this Office Memorandum. This budgetary support would be provided after appraisal/ approval of each project by PIB/ CCEA as per the extant rules/ due process. The limit of this grant for such roads and bridges would be as follows:

- a) Rs. 1.5 crore per MW for projects upto 200 MW,
- b) Rs. 1.0 crore per MW for projects above 200 MW.

7. This issues with the approval of the Competent Authority.

S. Benjamin
(S Benjamin)

Under Secretary to the Govt of India
Telefax: 23324357
Email: ben.gangte@nic.in

1. The Chairman, All State Electricity Boards / State Power Utilities
2. The Chairman, Central Electricity Authority, New Delhi.
3. The Principal Secretary / Commissioner (Power), All State Government and U.T.s
4. The CMDs of all PSUs under the administrative control of Ministry of Power
5. Chairperson, CERC
6. Chairpersons of all SERCs

Copy to:

1. Secretary, Department of Economic Affairs, Ministry of Finance
2. Secretary, Department of Expenditure Ministry of Finance
3. Secretary, Department of Financial Services, Ministry of Finance
4. Secretary, Department of Revenue, Ministry of Finance
5. Secretary, MNRE
6. Secretary, MoEF
7. Secretary, DoNER
8. CEO, NITI Aayog
9. Secretary, MoWR
10. Chairperson, CWC

Copy also for kind information to:

1. Director, Cabinet Secretariat, Rashtrapati Bhawan, New Delhi w.r.t D.O. No.11/CM/2019(iii) dated 07.03.2019
2. Director, PMO, South Block, New Delhi.
3. All Joint Secretaries/ FA /EA of the Ministry of Power, Shram Shakti Bhawan, NewDelhi.
4. All Director, Ministry of Power, Shram Shakti Bhawan, New Delhi.
5. Director (Tech.) NIC cell, MoP with the request to upload on the website ofMinistry.

Copy to:

1. Chief Engineer (R&R) Ministry of Power, Shram Shakti Bhawan, New Delhi- with a request to issue appropriate directions to CERC/SERCs per Section 107 of the Electricity Act-2003 to incorporate above tariff rationalization measure as mentioned at Para 3.1, 4, 4.1 & 4.2 above in the Tariff Regulations and also for appropriate changes for other Paras above.
2. Chairperson, CEA- with a request to take necessary action to implement the abovedecisions.

अध्याय 10

विद्युत क्षेत्र से उत्सर्जन

10.0 परिचय

ऊर्जा की मांग में अभूतपूर्व वृद्धि के कारण तेजी से प्राकृतिक पर्यावरण प्रभावित हो रही है। एक बड़े पैमाने पर घटित मानवीय गतिविधियाँ जटिल प्राकृतिक प्रणालियों में हस्तक्षेप करने लगी हैं। जीवाश्म ईंधन से ऊर्जा उत्पादन, औद्योगीकरण और वनों की कटाई जैसी मानवजनित गतिविधियों के परिणामस्वरूप ग्रीन हाउस गैसों (जीएचजी) की वायुमंडलीय सांद्रता उनके प्राकृतिक स्तरों से ऊपर बढ़ रही हैं, जिसके परिणामस्वरूप वैश्विक जलवायु परिवर्तन हो रहा है। कार्बन डाइ-ऑक्साइड (CO₂) और मीथेन (CH₄) जैसी ग्रीन हाउस गैसों की अत्यधिक सांद्रता और वातावरण में अन्य हानिकारक उत्सर्जन सबसे महत्वपूर्ण वैश्विक पर्यावरणीय समस्याओं में से एक बन गया है जिससे मानव जीवन गंभीर रूप से खतरे में पड़ गया है।

अधिकांश विकासशील देशों में, विद्युत की प्रमुख आवश्यकता ताप विद्युत संयंत्रों के माध्यम से पूरी होती है। भारत भी विद्युत उत्पादन के लिए ऊर्जा के एक प्रमुख स्रोत के रूप में कोयले पर काफी हद तक निर्भर है और कोयला निकट भविष्य में भी विद्युत उत्पादन में महत्वपूर्ण भूमिका निभा सकता है। 31 मार्च, 2022 तक, कोयला आधारित विद्युत उत्पादन क्षमता कुल संस्थापित क्षमता का लगभग 52.74% है, हालांकि 2021-22 के दौरान कोयला आधारित उत्पादन देश में कुल विद्युत उत्पादन का लगभग 69.8% था और 31 मार्च, 2022 तक लिग्नाइट आधारित विद्युत क्षमता कुल संस्थापित क्षमता का लगभग 1.65% है लेकिन 2021-22 के दौरान देश में कुल विद्युत उत्पादन में इसकी मात्रा लगभग 2.48% है। 31.12.2022 तक कोयला और लिग्नाइट आधारित संस्थापित क्षमता क्रमशः 49.66% और 1.61% है।

कोयला, तेल और गैस जैसे जीवाश्म ईंधन के उपयोग से विद्युत उत्पादन कई तरह से वातावरण को प्रदूषित करता है। पार्टिकुलेट मैटर का उत्सर्जन और कोयला आधारित विद्युत केन्द्रों से फ्लाई ऐश का उत्सर्जन स्थानीय लोगों के स्वास्थ्य के लिए खतरा है। जीवाश्म ईंधन आधारित विद्युत केन्द्रों से गैसीय उत्सर्जन जैसे CO₂, SO_x, NO_x और पारा आदि स्थानीय लोगों के स्वास्थ्य के साथ-साथ वैश्विक जलवायु को भी प्रभावित करते हैं।

10.1 से उत्सर्जनतापविद्युत केन्द्रों

जीवाश्म ईंधन से चलने वाले विद्युत संयंत्र कोयला, लिग्नाइट, प्राकृतिक गैस, डीजल आदि जैसे जीवाश्म ईंधन का प्रयोग भाप/गर्म हवा उत्पन्न करने के लिए करते हैं ताकि बिजली पैदा करने वाली टर्बाइनों को चलाया जा सके। जीवाश्म ईंधन के दहन से विद्युत उत्पादन का वायु, जल और भूमि पर प्रभाव पड़ता है जिसके परिणामस्वरूप स्थानीय और साथ ही वैश्विक पर्यावरण का भी क्षरण होता है।

तापविद्युत केन्द्रों से निकलने वाले प्रमुख प्रदूषक इस प्रकार हैं:-

10.1.1 वायु प्रदूषण

तापविद्युत केन्द्रों में जीवाश्म ईंधन के दहन से निम्नलिखित प्रमुख वायु प्रदूषक उत्पन्न होते हैं: i) नाइट्रोजन ऑक्साइड (NO₂) ii) सल्फर डाइ-ऑक्साइड (SO₂) iii) CO₂ जैसी ग्रीन हाउस गैसों iv) निलंबित पार्टिकुलेट मैटर (एसपीएम) v)

पारा का उत्सर्जन। दहन की प्रक्रिया के दौरान कार्बन मोनोऑक्साइड (CO) की कुछ मात्रा भी उत्पन्न होती है। प्रमुख प्रदूषकों और उनके प्रभावों का संक्षिप्त विवरण नीचे दिया गया है

10.1.1.1 नाइट्रोजन ऑक्साइड

अधिकांश NO_x, NO के रूप में उत्सर्जित होता है जो वायुमंडल में NO में ऑक्सीकृत हो जाता है। उच्च तापमान पर सभी 2 दहन प्रक्रियाएं NO_x उत्सर्जन के स्रोत हैं। NO_x का निर्माण हवा में नाइट्रोजन के ऑक्सीकरण या (तापीय एनओएक्स) ईंधन NO_x में मौजूद नाइट्रोजन के कारण हो सकता है। सामान्य तौर पर (, उच्च दहन तापमान उच्च NO_x का उत्पादन करता है। NO का कुछ भाग 3NO में ऑक्सीकृत हो जाता है 3, जो अम्लीय वर्षा और कोहरे का एक आवश्यक घटक है। NO_x के नियंत्रण के लिए कोई मौजूदा मानदंड निर्धारित नहीं थे। पर्यावरण, वन और जलवायु परिवर्तन मंत्रालय द्वारा अधिसूचित नए मानदंडों में तापविद्युत संयंत्र से NO_x उत्सर्जन के लिए मानदंड निर्धारित किए गए हैं, जिनकी चर्चा बाद में अध्याय में की गई है।

10.1.1.2 सल्फर ऑक्साइड

जीवाश्म ईंधन, विशेष रूप से कोयला और तेल में शामिल सल्फर का दहन ही SO_x का प्राथमिक स्रोत है। दहन स्रोतों से उत्सर्जित लगभग %97 से %99 SO_x सल्फर डाइऑक्साइड के रूप में होता है जो एक महत्वपूर्ण प्रदूषक है-, शेष ज्यादातर SO₂ है 3, जो वायुमंडलीय द्रव्य की उपस्थिति में उच्च सांद्रता वाले सल्फ्यूरिक अम्ल में परिवर्तित हो जाता है, जो कि श्वसन प्रणाली पर हानिकारक प्रभाव डालता है। SO_x उत्सर्जन को ऊंची चिमनी बनाकर नियंत्रित किया जाता है। (एफजीडी) सल्फराइजेशन-र की इकाइयों को भविष्य में ईंधन गैस डीमेगावाट और उससे अधिक की ऊँचे आका 500 प्रणाली की आवश्यकता होने पर इसकी स्थापना से संबंधित प्रावधान किए जाने की भी आवश्यकता थी। विशिष्ट मामलों में, पर्यावरण मंजूरी देते समय एमओई एंड एफ द्वारा एफजीडी प्रणाली की स्थापना की गई है। पर्यावरण, वन और जलवायु परिवर्तन मंत्रालय द्वारा अधिसूचित नए मानदंडों में तापविद्युत केन्द्रों से SO_x के लिए उत्सर्जन मानदंड निर्धारित किए गए हैं, जिनकी चर्चा बाद में अध्याय में की गई है।

10.1.1.3 ग्रीन हाउस गैसों

CO₂, मिथेन, नाइट्रस ऑक्साइड (N₂O), क्लोरोफ्लोरोकार्बन और जलवाष्प जैसी कई गैसों को ग्रीन हाउस गैस कहा जाता है। कार्बन डाइऑक्साइड मुख्य रूप से जीवाश्म ईंधन के जलने से निकलती है। यह कोयले और हाइड्रोकार्बन के दहन से उत्पन्न होता है। कार्बनिक पदार्थ (दलदल, पशु के गोबर, धान की पराली आदि) के अपघटन और जीवाश्म ईंधन के दहन द्वारा मिथेन गैस उत्पन्न होती है।

10.1.1.4 पार्टिकुलेट मैटर

पार्टिकुलेट मैटर, पार्टिकुलेट्स, पार्टिकल्स शब्दों का प्रयोग पर्याय के रूप में किया जाता है जिसका तात्पर्य सभी चिमनियों द्वारा उत्सर्जित या विद्युत केन्द्रों के ढेर के माध्यम से हवा में फैले सूक्ष्म रूप से विभाजित ठोस पदार्थ है। सस्पेंडेड पार्टिकुलेट मैटर के नियंत्रण के लिए पर्यावरण, वन और जलवायु परिवर्तन मंत्रालय द्वारा मानदंड निर्धारित किए गए हैं जो नए विद्युत संयंत्रों के लिए अधिक कड़े हैं।

10.1.1.5 कार्बन मोनोऑक्साइड

यह एक रंगहीन, गंधहीन, ज्वलनशील और जहरीली गैस है। यह रक्त में हीमोग्लोबिन के साथ प्रतिक्रिया कर रक्त की ऑक्सीजन अवशोषित करने की क्षमता को कम कर देता है। यह कोयले और हाइड्रोकार्बन के अधूरे दहन से उत्पन्न होता है। कार्बन मोनोऑक्साइड का सबसे महत्वपूर्ण स्रोत ऑटोमोबाइल है।

10.1.1.6 पारा का उत्सर्जन

तापविद्युत केन्द्रों से पारे का उत्सर्जन इसकी विषाक्तता, अस्थिरता, दृढ़ता एवं वातावरण में लंबी दूरी तक प्रसार के कारण बढ़ती चिंता का विषय है। एक बार वातावरण में उत्सर्जित होने के बाद पारा, मिट्टी, हवा, सतह और भूजल को दूषित कर देता है। कोयले से चलने वाले विद्युत संयंत्रों से उत्सर्जित पारा कोयले में मौजूद पारा से ही निकलता है। आमतौर पर, कोयले में पारा की मात्रा प्रति-अरब रेंज में दसवें भाग के रूप में मौजूद होती है। विद्युत उत्पादन हेतु भारी मात्रा में कोयले को जलाने से यह पारा उत्सर्जन का सबसे बड़ा मानवजनित स्रोत बन जाता है।

10.1.2 जल प्रदूषण

जल प्रदूषण का तात्पर्य है- प्राकृतिक जल का संदूषण। जिसके पुनः प्रयोग से खतरा उत्पन्न होता है। यह संदूषण पानी में कार्बनिक या अकार्बनिक पदार्थों के मिलने से या पानी के तापमान में परिवर्तन के कारण हो सकता है।

तापविद्युत केन्द्रों में पानी का स्रोत नदी, झील, तालाब या समुद्र होता है जहां से आमतौर पर पानी लिया जाता है। जल प्रदूषण की संभावना इसके स्रोत से भी हो सकती है। अकार्बनिक या कार्बनिक यौगिकों के रूप में तापविद्युत केन्द्रों द्वारा उत्सर्जित प्रदूषकों से भी जल प्रदूषण होता है। जल प्रदूषण के विभिन्न प्रकार और इसके स्रोत का विवरण तालिका 10.1 में दिए गए हैं।

तालिका 10.1

जल प्रदूषण के प्रकार और इसके स्रोत

	प्रकार		स्रोत
(i)	तापविद्युत द्वारा प्रदूषण	-	कंडेनसर से उत्सर्जित
(ii)	जल निकायों में राख का स्थानांतरण	-	राख कुंड का अतिप्रवाह, राख प्रबंधन क्षेत्र में रिसाव
(iii)	अम्ल या क्षारीय बहिस्त्राव	-	डीएम जल उपचार संयंत्र, रासायनिक भंडारण क्षेत्र और प्रयोगशाला
(iv)	घुलन और पानी का रिसाव	-	एश डंप, एश पोंड
(v)	भारी धातुएँ	-	एयर हीटर वॉश, बॉयलर फायर से वाटर की सफाईसाईड क्लीयरिंग ,
(vi)	विषाक्त पदार्थ, हाई टोटल डिजॉल्ड सॉलिड (टीडीएस), फॉस्फेट उच्च क्षारीय, अमोनिया	-	बॉयलर ब्लोडाउन
(vii)	अवपंक और तेल	-	ईंधन तेल क्षेत्र, ट्यूब तेल क्षेत्र, ट्रांसफार्मर ऑयल क्षेत्र से निस्सारित होने वाले पदार्थ
(viii)	साइनाइड और अन्य रसायन	-	रेडियो ग्राफिक लैब
(ix)	बैक्टीरियोलॉजिकल प्रदूषण	-	स्वच्छता से संबंधित और घरेलू अपशिष्ट

जल प्रदूषकों के अनेक दुष्प्रभाव हैं और यह प्रदूषकों के प्रकार और एकाग्रता पर निर्भर करते हैं। इनमें से कुछ प्रदूषकों का विवरण नीचे तालिका 10.2 में दिया गया है।

तालिका 10.2
जल प्रदूषण के दुष्प्रभाव

	प्रदूषक	प्रभाव
क.	बीओडी (बायोलोजिकल ऑक्सीजन डिमांड) द्वारा प्रस्तुत घुलनशील कार्बनिक रसायन	पानी के सतह में ऑक्सीजन की कमी, मछली की मौत, अवांछनीय जलीय जीवन और गंधों में वृद्धि। जलीय खाद्य श्रृंखला में कुछ कार्बनिक रसायन बायो-मैग्निफाईड हो सकते हैं।
ख.	तैरते ठोस पदार्थ	पानी की स्पष्टता कम करता है और प्रकाश संश्लेषण में बाधा पहुँचाता है, कीचड़ का जमाव होता है जो इको-सिस्टम के परिणामों को बदल देता है।
ग.	क्लोराइड	पानी नमकीन होना
घ.	अम्लीय, क्षारीय और विषैले पदार्थ	मछली के मरने का कारण बनता है, स्ट्रीम इको-सिस्टम में भी असंतुलन पैदा कर सकता है।
ङ.	गैर-संक्रामक Cl ₂ , H ₂ O ₂	सूक्ष्म जीवों की मौत
च.	Fe, Ca, Mg, Mn, Cl और SO ₄ का आयनिक रूप	पानी की विशेषताओं में परिवर्तन, धुंधलापन, कठोरता, लवणता।

ताप विद्युत केन्द्रों से निसृत सभी अपशिष्ट पदार्थों को पर्यावरण एवं वन मंत्रालय द्वारा निर्धारित पर्यावरणीय मानकों के अनुसार शोधन के पश्चात जल निकायों में छोड़ा जाता है। इसके अलावा, ऐस पोंड में रिसाव आदि को रोकने के लिए उच्च घनत्व वाली पॉलीथीन तक स्थापित कई स्टेशनों पर जल 31.12.2016 की परत चढ़ाई जाती है। साथ ही (एचडीपीई) निकाय में बिना डिस्चार्ज वाली शून्य डिस्चार्ज प्रणाली और के बाद स्थापित टीपीपी के लिए अनिवार्य शून्य 01.01.2017 अपशिष्ट डिस्चार्ज की परिकल्पना की गई है।

10.1.3 ऐश का निर्माण फ्लाई

भारतीय कोयले की प्रकृति निम्न श्रेणी की होती है जिसमें राख सामग्री की मात्रा 30% -50% तक होती है। वहीं आयातित कोयले में राख सामग्री की मात्रा कम अर्थात् 10% -15% होती है। इस प्रकार देश में कोयला/लिग्नाइट आधारित तापविद्युत केन्द्रों पर बड़ी मात्रा में राख उत्पन्न हो रही है, जिसके निपटान के लिए न केवल बड़े क्षेत्र वाली कीमती भूमि की आवश्यकता होती है, बल्कि यह राख, वायु और जल दोनों प्रदूषणों के स्रोतों में से एक है। राख कुंडों में फ्लाई ऐश के निराकरण हेतु भूमि की आवश्यकता को कम करने और फ्लाई ऐश से होने वाले प्रदूषण की समस्या को दूर करने के लिए पर्यावरण, वन और जलवायु परिवर्तन मंत्रालय ने फ्लाई ऐश के उपयोग पर विभिन्न अधिसूचनाएँ जारी की हैं, पहली अधिसूचना 14 सितंबर, 1999 को जारी की गई थी, जिसे बाद में 27 अगस्त, 2003, 3 नवंबर, 2009 और 25 जनवरी, 2016 को जारी अधिसूचनाओं द्वारा संशोधित किया गया था। दिनांक 3 नवंबर, 2009 की अधिसूचना द्वारा देश में सभी कोयला/लिग्नाइट आधारित तापविद्युत केन्द्रों के लिए चरणबद्ध तरीके से फ्लाई ऐश के उपयोग के लक्ष्यों को निर्धारित किया गया है ताकि फ्लाई ऐश का 100% उपयोग किया जा सके।

पर्यावरण, वन और जलवायु परिवर्तन मंत्रालय द्वारा 25 जनवरी, 2016 को जारी अधिसूचना के माध्यम से सभी सरकारी योजनाओं या कार्यक्रमों यथा प्रधानमंत्री ग्रामीण सड़क योजना, महात्मा गांधी राष्ट्रीय ग्रामीण रोजगार गारंटी अधिनियम, 2005, स्वच्छ भारत अभियान आदि में फ्लाईऐश आधारित उत्पादों के उपयोग को अनिवार्य किया गया है।

पर्यावरण, वन और जलवायु परिवर्तन मंत्रालय के दिनांक 31.12.2021 की नवीनतम अधिसूचना में कोयला या लिग्नाइट आधारित तापविद्युत केन्द्रों से उत्पन्न फ्लाई ऐश की शत प्रतिशत मात्रा को पर्यावरण अनुकूल तरीके से उपयोग करने की बात कही गई है। जैसे-(i) फ्लाईऐश आधारित उत्पाद यथा- ईट, ब्लॉक, टाइल, फाइबर सीमेंट शीट, पाइप, बोर्ड, पैनल; (ii) सीमेंट निर्माण, रेडी मिक्स कंक्रीट; (iii) सड़क का निर्माण और फ्लाई ओवर तटबंध आदि। अधिसूचना में यह भी अनिवार्य किया गया है कि यदि कोयला या लिग्नाइट आधारित तापविद्युत केन्द्रों ने तीन वर्ष के चक्र के प्रथम दो वर्षों में कम से कम 80 प्रतिशत राख (फ्लाई ऐश और बॉटम ऐश) का उपयोग नहीं किया है, तो अप्रयुक्त राख पर 1000 रुपये प्रति टन की दर से अनुपालन नहीं करने वाले तापविद्युत संयंत्रों पर पर्यावरण दण्ड लगाया जाएगा।

10.1.4 भूमि क्षरण

तापविद्युत केन्द्र आमतौर पर गैर वन भूमि पर-स्थापित किए जाते हैं जहाँ पुनर्स्थापन और पुनर्वास की अधिक समस्याएँ नहीं होती। हालांकि, वनस्पतियों और जीवों, वन्य जीवन अभयारण्यों और मानव जीवन आदि पर स्टैक उत्सर्जन आदि के कारण घटित किसी भी प्रतिकूल परिणामों के लिए इसके प्रभावों का अध्ययन किया जाना है। तापविद्युत केन्द्रों के गंभीर प्रभावों में से एक है -राख के निपटान के लिए भूमि की आवश्यकता और राख कुंडों में राख के निपटान के दौरान भूमिगत जल में खतरनाक तत्वों का रिसाव होना।

10.2 विद्युत संयंत्रों से उत्सर्जन कम करने के लिए तापविद्युत केन्द्रों द्वारा उठाए गए कदम

तापविद्युत केन्द्रों से होने वाले प्रदूषण को कम करने के लिए विद्युत यूटिलिटीज द्वारा वर्तमान में निम्नलिखित कदम उठाए जा रहे हैं:-

• **पीएम उत्सर्जन:-** फ्लाई ऐश को रोकने और निर्धारित उत्सर्जन मानदंडों के भीतर निलंबित कण पदार्थ को कम करने के लिए विद्युत केन्द्र में उच्च दक्षता इलेक्ट्रोस्टैटिक्स प्रीसिपिटेटर्स (ईएसपी) स्थापित किए गए हैं। पर्यावरण, वन और जलवायु परिवर्तन मंत्रालय द्वारा निर्धारित एक पीएम मानदंड का आमतौर पर कोयला आधारित विद्युत केन्द्रों द्वारा पालन किया जाता है। हालांकि, स्थानीय स्थिति के आधार पर, प्रदूषण नियंत्रण बोर्ड या अन्य कार्यान्वयन एजेंसियों ने पर्यावरण संरक्षण अधिनियम के प्रावधान के तहत अधिक कड़े मानदंड निर्धारित किए हैं।

• **NOx नियंत्रण:-** प्राथमिक दहन नियंत्रण के माध्यम से NOx नियंत्रण के लिए विद्युत केन्द्र में निम्न NOx बर्नर का उपयोग किया जा रहा है। इसके अलावा, पर्यावरण, वन और जलवायु परिवर्तन मंत्रालय के दिनांक 7.12.2015 की अधिसूचना द्वारा निर्दिष्ट तथा संशोधित NOx उत्सर्जन मानदंडों को टीपीपी द्वारा पालन किया जाना आवश्यक है।

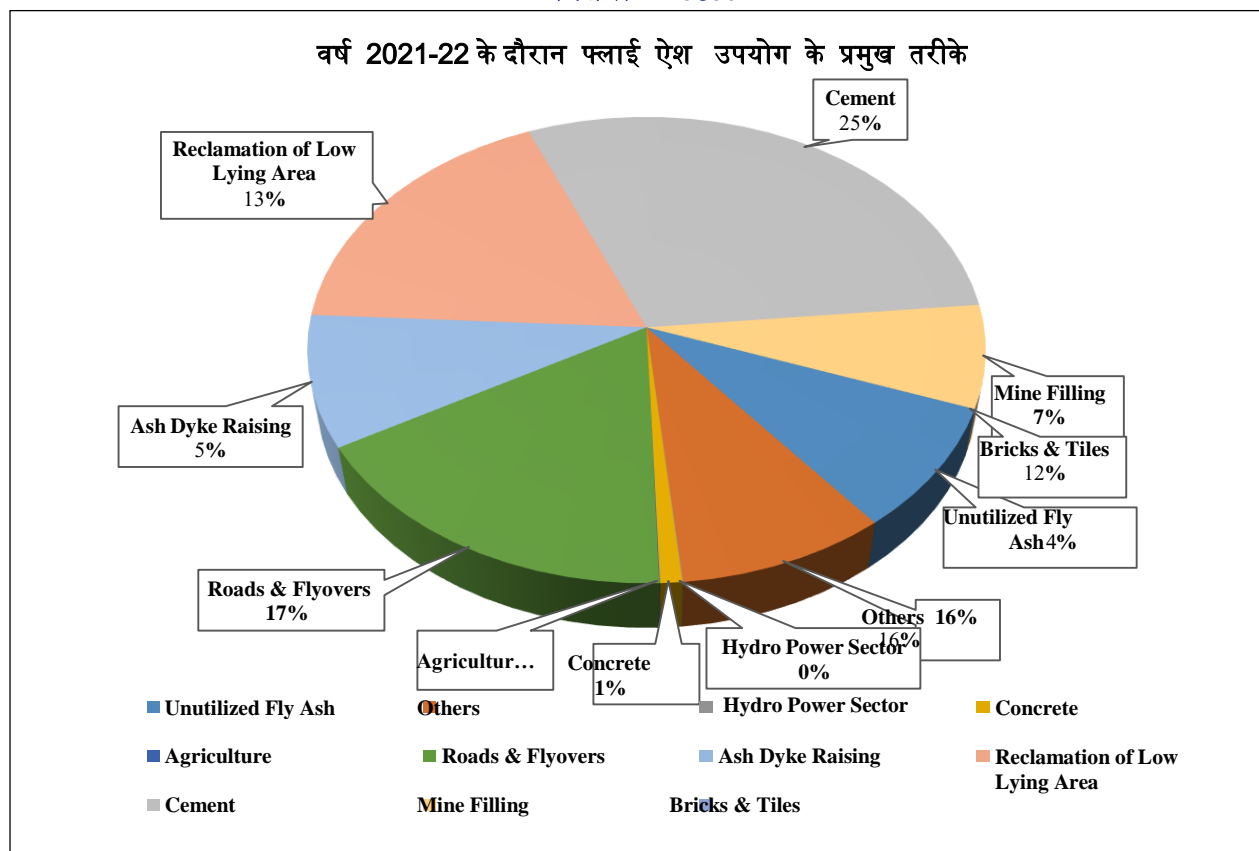
• **SOx नियंत्रण:-** तापविद्युत केन्द्र में उपयोग किए जाने वाले भारतीय कोयले में आमतौर पर सल्फर की मात्रा कम होती है अर्थात् लगभग 0.3% से 0.5% तक होती है और पर्यावरण, वन और जलवायु परिवर्तन मंत्रालय द्वारा दिनांक 07.12.2015 को जारी अधिसूचना द्वारा SO2 नियंत्रण को निर्दिष्ट नए मानदंडों के अनुसार प्राप्त किया जा रहा है।

• **तरल बहिःस्राव:-** पीएच, मुफ्त अवस्था में उपलब्ध क्लोरीन निलंबित ठोस, तेल और ग्रीस, तांबा, लोहा, जस्ता, टीडीएस और कुल निलंबित ठोस जैसे मापदंडों को नियंत्रित करने के लिए बहिःस्राव उपचार संयंत्र स्थापित किया जा रहा है। कई विद्युत केन्द्रों ने शून्य तरल बहिःस्राव प्राप्त कर लिया है। अधिकांश विद्युत संयंत्र निर्धारित मानदंडों का पालन कर रहे हैं।

• **फ्लाई ऐश का उपयोग:-** तापविद्युत केन्द्रों ने अपने केन्द्रों में उत्पन्न राख का 100% उपयोग सुनिश्चित करने हेतु कदम उठाए हैं। एकत्रित सूखी फ्लाई ऐश का उपयोग ईट बनाने, कोयला खदानों के पार्श्वभरन, सड़क निर्माण और सीमेंट निर्माण के लिए किया जा रहा है। केविप्रा द्वारा वर्ष 2021-22 में 213620.5 मेगावाट की संस्थापित क्षमता वाले 200 कोयला आधारित तापविद्युत केन्द्रों द्वारा 759.02 मिलियन टन कोयले की खपत और 270.82 मिलियन टन फ्लाई ऐश की उत्पत्ति से

संबंधित आँकड़ों का विश्लेषण किया गया। इस विश्लेषण से पता चलता है कि देश ने 259.86 मिलियन टन फ्लाई ऐश का उपयोग किया है एवं प्रतिशत उपयोग में यह मात्रा 95.95% है (हालांकि, फ्लाई ऐश का वास्तविक उपयोग विभिन्न केन्द्रों में भिन्न हो सकता है)। विभिन्न क्षेत्रों में फ्लाई ऐश का उपयोग प्रदर्श 10.1 में दर्शाया गया है।

प्रदर्शनी 10.1



पारा उत्सर्जन: भारत ने सितंबर, 2014 में पारा के प्रतिकूल प्रभाव से मानव स्वास्थ्य और पर्यावरण की रक्षा के लिए कानूनी रूप से बाध्यकारी साधन से संबंधित मीनामाता समझौते पर हस्ताक्षर किए हैं। मीनामाता सम्मेलन का अनुच्छेद 8 कोयला आधारित विद्युत केन्द्रों से पारे के उत्सर्जन को नियंत्रित करने वाले उपायों के माध्यम से वातावरण में पारा उत्सर्जन को कम करने से संबंधित है। सीआईएमएफआर, धनबाद द्वारा भारतीय कोयले में पारे की मात्रा पर अध्ययन किए गए, जहाँ कोयले का पारा उत्सर्जन कारक 0.14 ग्राम/टन या 14 पीपीएम होने का अनुमान लगाया गया है। ईएसपी के साथ-साथ NO_x और SO_x (एससीआर और एफजीडी) के लिए प्रदान की गई नियंत्रण प्रणाली भी पारा उत्सर्जन नियंत्रण के सह-लाभ की पेशकश करती है। पर्यावरण, वन और जलवायु परिवर्तन मंत्रालय द्वारा दिनांक 07.12.2015 को जारी अधिसूचना के माध्यम से तापविद्युत केन्द्रों से पारा उत्सर्जन की सीमा निर्धारित की गई है।

10.3 ताप विद्युत संयंत्रों के लिए नए उत्सर्जन मानक

पर्यावरण, वन और जलवायु परिवर्तन मंत्रालय ने 7 दिसंबर, 2015 को उत्सर्जन और विशिष्ट पानी की खपत सहित तापविद्युत केन्द्रों के लिए नए पर्यावरण मानदंडों को अधिसूचित किया है। तालिका 10.3 और 10.4 में तापविद्युत केन्द्रों के लिए नए पर्यावरणीय मानदंड दर्शाये गए हैं जिनका अनुपालन अलग-अलग समय पर सुनिश्चित किया जाना है।

तालिका 10.3
तापविद्युत केन्द्रों के लिए नए पर्यावरणीय मानदंड

उत्सर्जन पैरामीटर	31 दिसंबर, 2003 से पहले स्थापित टीपीपी (इकाइयां)	31 दिसंबर, 2003 के बाद और 31 दिसंबर 2016 तक स्थापित टीपीपी (इकाइयां)	1 जनवरी, 2017 से स्थापित की जाने वाली टीपीपी (इकाइयां)
पार्टिकुलेट मैटर	100 मिलीग्राम/न्यूटन घनमीटर	50 मिलीग्राम/न्यूटन घनमीटर	30 मिलीग्राम/न्यूटन घनमीटर
सल्फर डाइऑक्साइड (SO ₂)	500 मेगावाट क्षमता से कम इकाइयों के लिए 600 मिलीग्राम/न्यूटन घनमीटर 500 मेगावाट और उससे अधिक क्षमता वाली इकाइयों के लिए 200 मिलीग्राम/न्यूटन घनमीटर	500 मेगावाट क्षमता से कम इकाइयों के लिए 600 मिलीग्राम/न्यूटन घनमीटर 500 मेगावाट और उससे अधिक क्षमता वाली इकाइयों के लिए 200 मिलीग्राम/न्यूटन घनमीटर	100 मिलीग्राम/न्यूटन घनमीटर
नाइट्रोजन के ऑक्साइड (NO _x)	600 मिलीग्राम/न्यूटन घनमीटर	450* मिलीग्राम/न्यूटन घनमीटर	100 मिलीग्राम/न्यूटन घनमीटर

* पर्यावरण, वन और जलवायु परिवर्तन मंत्रालय द्वारा दिनांक को जारी अधिसूचना। विद्युत संयंत्र के स्थान 19.10.2020 तक पर्यावरण 2024 से 2022 के आधार पर वर्ष, वन और जलवायु परिवर्तन मंत्रालय द्वारा उत्सर्जन मानदंडों की अधिसूचना दिनांक के अनुसार लागू किया जाना है। 31.3.2021

तालिका 10.4
ताप विद्युत संयंत्रों के लिए एमओईएफसीसी द्वारा जारी जल के मानदंड

क्र.सं.	ताप विद्युत संयंत्रों के लिए एमओईएफसीसी द्वारा जारी जल के मानदंड
1.	वन्स थ्रू कूलिंग (ओसीटी) वाले सभी संयंत्र कूलिंग टॉवर (सीटी) स्थापित करेंगे और अधिसूचना के 2 वर्षों के भीतर 3.5 घनमी/मेगावाट घंटा की विशिष्ट पानी की खपत हासिल करेंगे।
2.	2 सभी मौजूदा सीटी आधारित संयंत्र अधिसूचना के 2 वर्ष की अवधि के भीतर विशिष्ट पानी खपत को अधिकतम 3.5 घनमी/मेगावाट घंटा तक कम करेंगे।
3.	1 जनवरी, 2017 के बाद स्थापित होने वाले नए संयंत्रों को 3.0* घनमी/मेगावाट घंटा की विशिष्ट पानी खपत को पूरा करना होगा और शून्य जल स्राव प्राप्त करना होगा।

*दिनांक को जारी 28.06.2018 अधिसूचना द्वारा।

10. 4 विद्युत क्षेत्र पर नए उत्सर्जन मानकों का प्रभाव

दिसंबर, 2015 में नए पर्यावरण मानदंडों की अधिसूचना के बाद, 2024 तक पूर्ण होने वाली एफजीडी की स्थापना के लिए एक विस्तृत चरणबद्ध योजना केविप्रा द्वारा सभी हितधारकों के परामर्श से तैयार की गई थी जिसे जून, 2017 में पर्यावरण, वन और जलवायु परिवर्तन मंत्रालय को भेजी गई थी। हालाँकि, बाद में, पर्यावरण, वन और जलवायु परिवर्तन मंत्रालय द्वारा दिसंबर, 2022 तक इसके अनुपालन हेतु समय सीमा को कम कर दिया गया था।

केविप्रा ने नए मानदंडों के अनुपालन के विभिन्न उपायों के कार्यान्वयन की निगरानी शुरू कर दी है। 90% से अधिक टीपीपी में गीला चूना पत्थर आधारित एफजीडी प्रणाली स्थापित किए जा रहे हैं क्योंकि यह किफायती है। ताप विद्युत संयंत्र में एफजीडी प्रणाली के कार्यान्वयन के दौरान निम्नलिखित प्रमुख मुद्दे/चुनौतियाँ उभरकर सामने आई हैं-

1. 2015 के अंत तक कोई SO₂ मानदंड लागू नहीं थे, इस प्रकार देश में एफजीडी निर्माण क्षमता लगभग न के बराबर थी।
2. हमारे देश में एफजीडी तकनीक नई होने के कारण, वर्तमान में एफजीडी घटकों की आपूर्ति करने की सीमित क्षमता वाले विक्रेताओं की संख्या सीमित हैं। अतः यहाँ उपलब्धता की कमी है।
3. मांग में अचानक उछाल आया है क्योंकि सभी तापविद्युत उत्पादन इकाइयाँ, 180 गीगावाट क्षमता वाली लगभग 470 इकाइयाँ, एक ही बार में एफजीडी प्रणाली को लागू करने वाली हैं। मांग में हुई वृद्धि को पूरा करने हेतु बुनियादी ढांचे के विकास के लिए उचित योजना अस्तित्व में नहीं थी।
4. हालांकि भारत में 70% एफजीडी घटकों की निर्माण क्षमता है, फि भी यह दूसरे देशों से आयात पर निर्भर करता है क्योंकि कम समय में भारी मांग को पूरा करने के लिए विनिर्माण क्षमता अभी अपर्याप्त है।
5. शेष 30% एफजीडी घटक का निर्माण भारत में नहीं होता है। इस प्रकार, अन्य देशों से आयात ही एकमात्र विकल्प है और भारत में इन वस्तुओं की विनिर्माण क्षमता बनाने में कुछ वर्ष और लगेंगे।
6. अन्य देशों से प्रौद्योगिकी, उपकरण और कुशल जनशक्ति के आयात के लिए अत्यधिक विदेशी मुद्रा की आवश्यकता होगी।
7. योजना बनाने, ऑर्डर देने, उपकरणों की आपूर्ति श्रृंखला और एफजीडी की स्थापना पर कोविड-19 महामारी का गंभीर प्रभाव पड़ा है।

विद्युत उद्योग द्वारा सामना किए जा रहे उपरोक्त सभी मामलों/चुनौतियों को दूर करने के लिए, केविप्रा ने ताप विद्युत संयंत्रों के लिए स्थान विशिष्ट मानदंडों पर एक पेपर तैयार किया और टीपीपी में एफजीडी कार्यान्वयन हेतु एक ग्रेडेड कार्य योजना का सुझाव दिया। इस कार्य योजना को विद्युत मंत्रालय द्वारा अनुमोदित किया गया और जनवरी, 2021 में इसपर विचार के लिए पर्यावरण, वन और जलवायु परिवर्तन मंत्रालय को अग्रेषित किया गया। इस कार्य योजना का सारांश निम्नवत है-

1. लक्ष्य न केवल तापविद्युत संयंत्रों के लिए समान उत्सर्जन मानदंड का होना चाहिए बल्कि यह लक्ष्य देश भर में एक समान परिवेशी वायु गुणवत्ता का होना चाहिए। अलग-अलग वातावरण में स्थित टीपीपी में समान उत्सर्जन मानदंडों के कार्यान्वयन के परिणामस्वरूप परिवेशी वायु गुणवत्ता भिन्न हो सकती है।

2. ऐसे क्षेत्रों में स्थित तापविद्युत संयंत्र, जहां SO₂ स्तर के संदर्भ में हवा की गुणवत्ता बहुत अच्छी है, को चिमनी से SO₂ के उत्सर्जन को नियंत्रित करने के लिए अतिरिक्त उपकरणों की तत्काल स्थापना से छूट दी जा सकती है। बड़ी संख्या में तापविद्युत केन्द्र ऐसे स्थानों में स्थित हैं जो कस्बों से दूरदराज क्षेत्रों में हैं जिनके आसपास छोटी-छोटी बसावटें होती हैं। दूरस्थ स्थानों में स्थित तापविद्युत संयंत्र, परिवेशी वायु गुणवत्ता (एक्यूआई) को उत्सर्जन नियंत्रण तैयार करने हेतु मार्गदर्शक कारक बनाया जा सकता है। इससे परिवेशी वायु गुणवत्ता से समझौता किए बिना अतिरिक्त उत्सर्जन नियंत्रण उपकरण लगाने से बचा जा सकता है।

3. इस तरह की व्यवहार्यता का पता लगाने के लिए, 24 घंटे औसत (अधिकतम) SO₂ ग्राउंड आधारित मापा स्तर (सीपीसीबी, 2018 के ऑकड़े) को 5 अलग-अलग स्तरों में वर्गीकृत किया गया:

i. स्तर I : >40 µg/m³

ii. स्तर II: 40-31 µg/m³

iii. स्तर III: 30-21 µg/m³

iv. स्तर IV: 20-11 µg/m³

v. स्तर V: 10-0µg/m³

4. ठोस परिणाम प्राप्त करने के लिए, प्रथम स्तर में स्थित ताप विद्युत संयंत्रों में SO₂ उत्सर्जन नियंत्रण उपकरण को प्राथमिकता के आधार पर स्थापित किया जाना चाहिए। स्तर-I में FGD प्रणाली के निष्पादन को देखते हुए स्तर-II के तहत पहचाने गए क्षेत्रों को बाद में अगले चरणों के तहत शामिल किया जा सकता है। वर्तमान में स्तर III/IV/V के तहत क्षेत्र में स्थित संयंत्र के लिए कोई कार्रवाई की आवश्यकता नहीं है क्योंकि इन क्षेत्रों की परिवेशी वायु में SO₂ का स्तर बहुत कम है और सीपीसीबी के अनुसार SO₂ स्तर के संबंध में हवा की गुणवत्ता अच्छी है।

5. श्रेणीबद्ध कार्य योजना से संसाधनों का प्रभावी तरीके से उपयोग करने में मदद मिलेगी और यह स्थानीय परिस्थितियों के लिए प्रौद्योगिकी को बेहतर बनाने में मदद करेगी। अगर उत्सर्जन नियंत्रण की प्रक्रिया 10-15 वर्ष की समय सीमा में पूरी हो जाती है और पहले चरण में गंभीर रूप से प्रदूषित क्षेत्रों में स्थित ताप विद्युत संयंत्रों पर विचार किया जाता है, तो इससे देश में स्वदेशी विनिर्माण आधार, कुशल जनशक्ति विकसित करने में मदद मिलेगी जो स्थानीय परिचालन की स्थिति की देखरेख करेगी।

इसके बाद, पर्यावरण, वन और जलवायु परिवर्तन मंत्रालय द्वारा दिनांक 31.03.2021 को जी.एस.आर. 243(ई) अधिसूचित किया गया जिसके अनुसार उत्सर्जन अनुपालन का तात्पर्य है- पीएम/SO₂/NO_x के लिए सभी संयंत्रों के उत्सर्जन मानदंड (2015) निर्दिष्ट समय सीमा (तालिका II) द्वारा पूरा किया जाना। समय सीमा से परे उपरोक्त मानदंडों में कोई भी विचलन होने से उत्सर्जन क्षतिपूर्ति (ईसी) की वसूली की जाएगी जिसका विवरण तालिका 10.5 में है।

तालिका 10.5

क्र.सं.	श्रेणी	स्थान/क्षेत्र	अनुपालन के लिए समयसीमा गैर-सेवानिवृत्त इकाइयां सेवानिवृत्त होने वाली इकाइयां	
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)
1	श्रेणी क	राष्ट्रीय राजधानी क्षेत्र के 10 किमी की सीमा में या दस लाख से अधिक आबादी वाले शहर।	31 दिसंबर, 2022 तक	31 दिसंबर, 2022 तक
2	श्रेणी ख	गंभीर रूप से प्रदूषित क्षेत्रों के 10 किमी के दायरे में या गैर-उपलब्धि प्राप्त शहर	31 दिसंबर, 2023 तक	31 दिसंबर, 2025 तक
3	श्रेणी ग	श्रेणी क और ख में शामिल लोगों के अलावा	31 दिसंबर, 2024 तक	31 दिसंबर, 2025 तक

31 मार्च 2021 की अधिसूचना के आधार पर, पर्यावरण, वन और जलवायु परिवर्तन मंत्रालय ने एक कार्यबल का गठन किया है, जिसमें पर्यावरण, वन और जलवायु परिवर्तन मंत्रालय, विद्युत मंत्रालय, केविप्रा और सीपीसीबी के प्रतिनिधि शामिल हैं, जो उपरोक्त तीन श्रेणियों में तापविद्युत संयंत्रों को वर्गीकृत करेंगे। उपरोक्त वर्गीकरण को अंतिम रूप देने का काम अभी भी चल रहा है और इसके बहुत जल्द पूरा होने की उम्मीद है।

NO_x नियंत्रण को लागू करने के लिए, कोयला आधारित विद्युत केन्द्रों को दहन संशोधन/सेलेक्टिव कैटेलिटिक रिडक्शन (एससीआर) स्थापित करना होगा क्योंकि NO_x उत्सर्जन 600-1000 मिलीग्राम/एनएम³ की सीमा में है। एससीआर के साथ मुख्य समस्या यह है कि वे उच्च राख वाले भारतीय कोयले के लिए सिद्ध नहीं हुए हैं। इसके अलावा जगह की कमी/ले आउट की कमी भी एससीआर की स्थापना के लिए एक बड़ी चुनौती होने वाली है। इसके अलावा, एससीआर के परिचालन के लिए बड़ी मात्रा में अमोनिया की आवश्यकता होगी, जिसमें अमोनिया की विषाक्त प्रकृति के कारण इसके परिवहन और भंडारण में अनेक समस्याएँ व्याप्त होती हैं। उपरोक्त सभी मामलों और चुनौतियों के अलावा, इतनी बड़ी मात्रा में एससीआर की आपूर्ति हेतु वेंडरों की उपलब्धता एक मुख्य बाधा होगी।

10.5 विद्युत क्षेत्र से CO₂ उत्सर्जन 2

दुनिया भर में जीवाश्म ईंधन की खपत के फलस्वरूप कार्बन डाइऑक्साइड जैसे ग्रीन हाउस गैस की मात्रा वायुमंडल में बढ़ती जाती है, जिसके परिणामस्वरूप ग्लोबल वार्मिंग होती है तथा कार्बन डाइऑक्साइड जैसे ग्रीन हाउस गैस ग्लोबल वार्मिंग हेतु मुख्य रूप से उत्तरदायी है। संयुक्त राष्ट्र मानव विकास रिपोर्ट, 2021/2022 के अनुसार, भारत में प्रति व्यक्ति कार्बन डाइऑक्साइड उत्सर्जन सबसे कम है तथा समस्त विश्व में 4.3 टन प्रति व्यक्ति और यूएसए में 14.2 टन प्रति व्यक्ति के तुलना में भारत में यह मात्रा लगभग 1.8 मीट्रिक टन अनुमानित है। (10.6 तालिका)

तालिका 10.6
विभिन्न देशों में CO₂ का प्रति व्यक्ति उत्सर्जन

देश	2018 में CO ₂ का उत्सर्जन प्रति व्यक्ति (उत्पादन)(CO ₂ की मात्रा टन में)
भारत	1.8
अमेरिका	14.2
ऑस्ट्रेलिया	15.4
यू.के.	4.9
जापान	8.1
चीन	7.4
विश्व	4.3

स्रोत: यूएनडीपी मानव विकास रिपोर्ट, 2021/2022

भारत से कुल कार्बन डाइऑक्साइड का लगभग आधा भाग विद्युत क्षेत्र से उत्पन्न होने का अनुमान है। हमारे देश में CO₂ उत्सर्जन के अन्य प्रमुख स्रोत परिवहन और औद्योगिक क्षेत्र हैं। केविप्रा प्रतिवर्ष ग्रिड से जुड़े विद्युत केन्द्रों से होने वाले CO₂ उत्सर्जन की मात्रा का अनुमान लगाता है। वर्ष 2021-22 में ग्रिड से जुड़े विद्युत केन्द्रों से CO₂ उत्सर्जन की कुल मात्रा 1002.02 मिलियन टन आंकी गई है। पिछले 6 वर्षों के दौरान भारतीय विद्युत क्षेत्र से वर्षवार कार्बन डाइ-ऑक्साइड उत्सर्जन का विवरण तालिका 10.7 में दिया गया है।

तालिका 10.7
विद्युत क्षेत्र (2015-16 से 2020-21) का कुल पूर्ण कार्बन
डाइऑक्साइड उत्सर्जन (मिलियन टन CO₂ में)

	2016-17	2017-18	2018-19	2019-20	2020-21	2021-22
भारत	888.34	922.18	960.89	928.14	910.01	1002.02

स्रोत: भारतीय विद्युत क्षेत्र संस्करण-17, अक्टूबर 2021 के लिए केविप्रा का CO₂ बेसलाइन डेटाबेस।

कोयला आधारित विद्युत केन्द्रों से होने वाले उत्सर्जन की तुलना में गैस आधारित विद्युत केन्द्रों से होने वाला CO के लिए भारतीय 21-2020 र्जन लगभग आधा है। वर्ष 2021-22 में उपयोग किए जाने वाले विभिन्न जीवाश्म ईंधनों के लिए भारित औसत CO उत्सर्जन तालिका 10.8 में दिया गया है।

तालिका 10.8
वित्त वर्ष 2021-22 में जीवाश्म ईंधन से चलने वाले विद्युत केन्द्रों के लिए भारित औसत विशिष्ट उत्सर्जन, टन
tCO₂/MWh_{net} में।

कोयला	डीजल	गैस*	लिंग्राइट
0.975	-	0.465	1.28

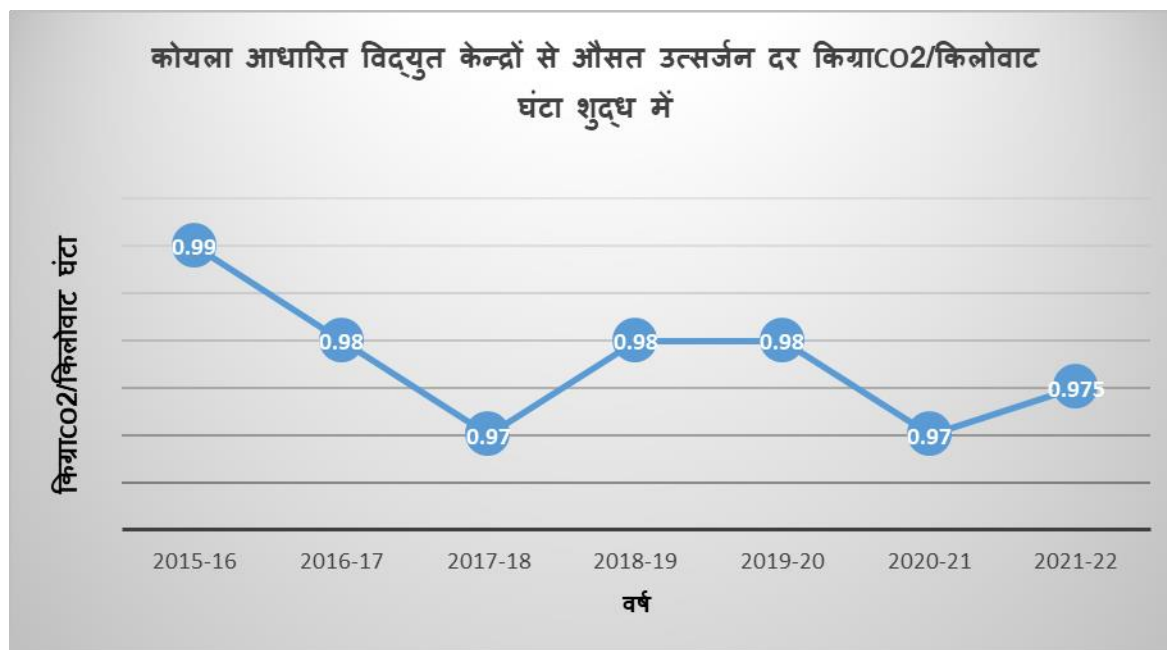
केवल गैस से चलने वाले विद्युत केन्द्र जो किसी अन्य ईंधन का उपयोग नहीं करते हैं। दूसरे ईंधन के रूप में नेफ्था *, डीजल या तेल का उपयोग करने वाले विद्युत केन्द्रों को भारित औसत से बाहर रखा गया है।

वर्ष 2021-22 के दौरान कोयला और लिंग्राइट आधारित उत्पादन की भारित औसत उत्सर्जन दर क्रमशः 0.975 किग्राCO₂/किलोवाट घंटा शुद्ध और 1.28 किग्राCO₂/किलोवाट घंटा शुद्ध है। हालांकि, कोयला आधारित विद्युत केन्द्रों से औसत उत्सर्जन दर में गिरावट हो रही है क्योंकि अधिक संख्या में कुशल सुपरक्रिटिकल प्रौद्योगिकी आधारित इकाइयाँ चालू

हो रही है तथा परफॉर्म अचीव एंड ट्रेड (पीएटी) योजना की शुरुआत के कारण भी औसत उत्सर्जन दर में गिरावट हो रही है जिसका उद्देश्य विद्युत संयंत्रों की दक्षता में सुधार करना है।

प्रदर्श 10.2 में कोयला आधारित विद्युत केन्द्रों से औसत CO₂ उत्सर्जन दर की गिरावट को दर्शाया गया है।

प्रदर्शनी 10.2



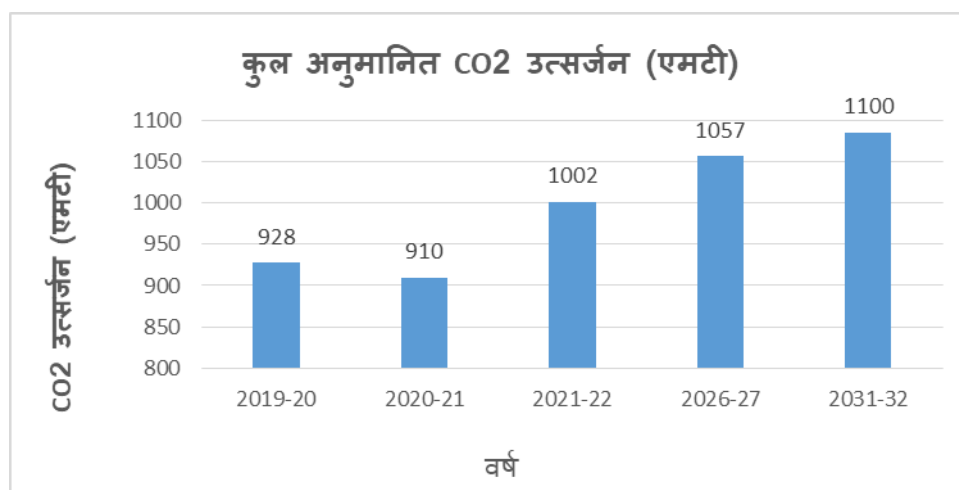
10.6 वर्ष 2026-27 और 2031-32 में कार्बन उत्सर्जन का अनुमान

नवीकरणीय ऊर्जा, कार्बन फुटप्रिंट अर्थात् अनुमानित कार्बन उत्सर्जन और 2020-21 के आधार वर्ष को ध्यान में रखते हुए उत्सर्जन कारकों सहित प्रत्येक ईंधन स्रोत से उत्पादन के आधार पर कार्य किया गया है।

प्रारंभिक राष्ट्रीय परिवहन में भारतीय कोयला/लिग्नाइट के लिए दिए गए उत्सर्जन कारक (ग्रामCO₂/एमजे) और जलवायु परिवर्तन पर अंतर सरकारी पैनल (आईपीसीसी 2006) द्वारा दिए गए आयातित कोयला गैस/तेल/डीजल/नेफ्था के लिए विभिन्न ईंधनों से कार्बन उत्सर्जन का अनुमान लगाने के लिए विचार किया गया है। केविप्रा द्वारा वार्षिक रूप से प्रकाशित भारतीय विद्युत क्षेत्र उपयोगकर्ता गाइड के लिए CO₂ बेसलाइन डेटाबेस में दी गई कार्यप्रणाली का अनुपालन कार्बन उत्सर्जन निकालने में किया गया है।

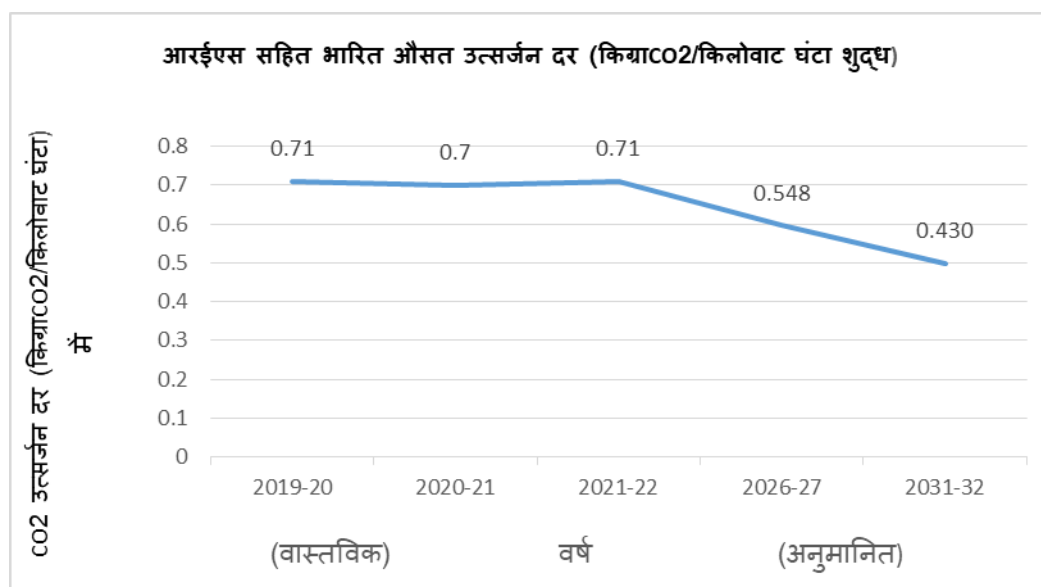
कुल अनुमानित CO₂ उत्सर्जन वर्ष 2021-22 में 1002.02 मिलियन टन से बढ़कर वर्ष 2026-27 में 1057 मिलियन टन और 2031-32 में 1100 मिलियन टन होने की संभावना है जिसका विवरण प्रदर्श 10.3 में दिया गया है।

प्रदर्शनी 10.3



बेस केस परिदृश्य के संबंध में नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों सहित कुल उत्पादन से औसत उत्सर्जन कारक किग्राCO₂/kWh_{net} का अनुमान लगाया गया है जिसका विवरण प्रदर्श 10.4 में दिया गया है।

प्रदर्शनी 10.4



ध्यातव्य है कि औसत उत्सर्जन कारक वर्ष 2026-27 में 0.548 kg CO₂/kWh_{net} और वर्ष 2031-32 के अंत तक 0.430 kg CO₂/kWh_{net} तक कम होने की उम्मीद है।

10.7 कार्बन उत्सर्जन कम करने के लिए भारत सरकार की पहल

CO₂ उत्सर्जन में कमी करना अंतर्राष्ट्रीय स्तर की एक महत्वपूर्ण कार्यसूची है। तापविद्युत केन्द्रों की दक्षता में सुधार करने से CO₂ उत्सर्जन को प्रभावी तरीकों से कम किया जा सकता है, जिसे भारत सरकार द्वारा शुरू की गई विभिन्न योजनाओं जैसे ऊर्जा दक्षता पर राष्ट्रीय मिशन के तहत निष्पादन उपलब्धि और व्यापार योजना द्वारा तथा कोयला आधारित उत्पादन के लिए सुपर क्रिटिकल/अल्ट्रा-सुपर क्रिटिकल प्रौद्योगिकी को अपनाकर प्राप्त किया जा रहा है। साथ ही पुरानी और अक्षम इकाइयों के नवीनीकरण और आधुनिकीकरण (आर एंड एम) के माध्यम से दक्षता सुधार के उपाय किए जाते हैं और जिन इकाइयों में आर एंड एम संभव नहीं है, उन्हें सेवानिवृत्त भी किया जा रहा है। ऊर्जा मिश्रण में गैर-जीवाश्म ईंधन (नवीकरणीय, जलविद्युत आदि) आधारित उत्पादन की हिस्सेदारी बढ़ाने पर बल दिया जा रहा है ताकि विद्युत क्षेत्र से होने वाले CO₂ उत्सर्जन को कम किया जा सके।

10.8 जलवायु परिवर्तन पर देश का रुख- आईएनडीसी

कोपेनहेगन समझौते के तहत, भारत ने 2005 के स्तर की तुलना में 2020 तक अपनी CO₂ उत्सर्जन (जीडीपी प्रति उत्सर्जन) को 20 से 25 प्रतिशत तक कम करने का संकल्प लिया था। इसके अलावा अक्टूबर, 2015 में, भारत ने यूएनएफसीसीसी को अपना राष्ट्रीय स्तर पर निर्धारित योगदान (आईएनडीसी) प्रस्तुत किया था। इसके प्रमुख तत्व निम्नवत हैं:-

- वर्ष 2005 के स्तर से अपने सकल घरेलू उत्पाद की उत्सर्जन तीव्रता को वर्ष 2030 तक 33% से 35% तक कम करना।
- हरित जलवायु कोष (जीसीएफ) सहित प्रौद्योगिकी के हस्तांतरण और कम लागत वाले अंतरराष्ट्रीय वित्तीय मदद से वर्ष 2030 तक गैर-जीवाश्म ईंधन आधारित ऊर्जा संसाधनों से लगभग 40 प्रतिशत संचयी विद्युत स्थापित क्षमता प्राप्त करना।
- वर्ष 2030 तक अतिरिक्त वन और वृक्षों के आवरण से 2.5 से 3 बिलियन टन CO₂ समतुल्य का एक अतिरिक्त कार्बन सिंक बनाना।

पेरिस समझौते के तहत दी गई सहमति के अनुसार जलवायु परिवर्तन के खतरे के प्रति वैश्विक प्रतिक्रिया को मजबूत करने की उपलब्धि की दिशा में भारत के योगदान में वृद्धि करने के उद्देश्य से, भारत ने अगस्त, 2022 में अपने राष्ट्रीय स्तर पर निर्धारित योगदान (एनडीसी) को अद्यतन किया है। इसके प्रमुख तत्व हैं:

- वर्ष 2030 तक जीडीपी की उत्सर्जन तीव्रता को 2005 के स्तर से 45% कम करना।
- वर्ष 2030 तक गैर-जीवाश्म ईंधन आधारित क्षमता से लगभग 50 प्रतिशत संचयी विद्युत स्थापित क्षमता की प्राप्ति।

10.8.1 कुल संस्थापित क्षमता में गैर-जीवाश्म ईंधन का हिस्सा

31 मार्च, 2022 तक, देश की कुल संस्थापित क्षमता में गैर-जीवाश्म ईंधन आधारित क्षमता (जलविद्युत + नाभिकीय + नवीकरणीय) का हिस्सा 40% है। वर्ष 2026-27 के अंत तक गैर-जीवाश्म आधारित क्षमता का हिस्सा बढ़कर लगभग 57.4% होने की उम्मीद है और वर्ष 2031-32 के अंत तक 68.4% तक और बढ़ने की उम्मीद है। अपेक्षित स्थापित क्षमता और प्रतिशत शेयर का विवरण तालिका 10.8 एवं प्रदर्शित 10.5 में दिखाया गया है।

तालिका 10.8

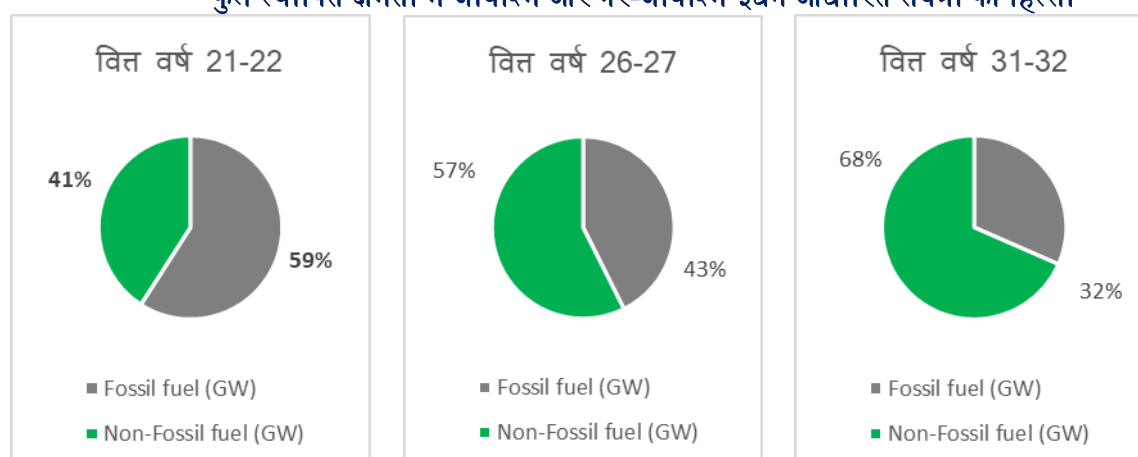
संस्थापित क्षमता और गैर-जीवाश्म ईंधन का हिस्सा

वर्ष	संस्थापित क्षमता (गीगावाट)	जीवाश्म ईंधन की स्थापित क्षमता (गीगावाट)	गैर-जीवाश्म ईंधन ** की स्थापित क्षमता (गीगावाट)	संस्थापित क्षमता में गैर-जीवाश्म ईंधन का प्रतिशत
वित्त वर्ष 2021-22	399.5	236.1	163.4	40.9%
वित्त वर्ष 2026-27	609.6	259.9	349.7	57.37%
वित्त वर्ष 2031-32	900.4	284.4	616	68.41%

- गैर जीवाश्म ईंधन **जलविद्युत, नाभिकीय और नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों

प्रदर्शनी 10.5

कुल स्थापित क्षमता में जीवाश्म और गैर-जीवाश्म ईंधन आधारित संयंत्रों का हिस्सा



टिप्पणी: वास्तविक प्रतिशतता वर्ष 2022-27 और वर्ष 2027-32 के दौरान होने वाली क्षमता और वास्तविक सेवानिवृत्ति की मात्रा की सीमा तक बदल सकती है।

निष्कर्ष 10.9

- भारत सरकार ने तापविद्युत केन्द्रों से पर्यावरण उत्सर्जन को कम करने के लिए कई उपाय किए हैं। इसमें विद्युत उत्पादन की दक्षता में सुधार, सख्त पर्यावरण मानदंडों की अधिसूचना और पुराने और अक्षम संयंत्रों को समाप्त करना, उपलब्धि हासिल करना और व्यापार योजना आदि शामिल हैं।
- देश में कोयला आधारित विद्युत केन्द्रों से औसत CO₂ उत्सर्जन दर में गिरावट जारी है जो कोयला आधारित विद्युत संयंत्रों से विद्युत उत्पादन की दक्षता में सुधार का संकेत है।
- वर्ष 2021-22 के दौरान, देश ने 95.95% प्रतिशत उपयोग के साथ 259.86 मिलियन टन फ्लाई ऐश का उपयोग किया है।

- अनुमानित कुल CO₂ उत्सर्जन वर्ष 2021-22 में 1002 मिलियन टन से बढ़कर वर्ष 2026-27 में 1057 मिलियन टन और वर्ष 2031-32 में 1100 मिलियन टन हो जाएगा।
- औसत उत्सर्जन कारक वर्ष 2026-27 में 0.548 किग्राCO₂/किलोवाट घंटे शुद्ध और 2031-32 के अंत तक 0.430 किग्राCO₂/किलोवाट घंटे शुद्ध तक कम होने की उम्मीद है।
- गैर-जीवाश्म आधारित क्षमता का हिस्सा वर्ष 2026-27 के अंत तक बढ़कर 57.4% होने की संभावना है और वर्ष 2031-32 के अंत तक मार्च, 2022 के लगभग 40% की तुलना में बढ़कर 68.4% हो सकता है।
- तापविद्युत केन्द्रों में इस्तेमाल होने वाले भारतीय कोयले में आमतौर पर सल्फर की मात्रा लगभग 0.3% से 0.5% तक होती है और पर्यावरण, वन और जलवायु परिवर्तन मंत्रालय की अधिसूचना द्वारा निर्दिष्ट नए मानदंडों के अनुसार SO_x नियंत्रण की प्राप्ति की जा रही है।

अध्याय 11

तकनीकी प्रगति एवं अनुसंधान व विकास

11.0 परिचय

भारत में पिछले दशकों के दौरान विद्युत उत्पादन, क्षमता वृद्धि के साथ-साथ पारेषण और वितरण (टी एंड डी) प्रणालियों के विकास के मामले में विद्युत क्षेत्र में अभूतपूर्व वृद्धि देखी गयी है। ऐसा संभव हो पाया है क्योंकि विकास को प्रोत्साहित करने वाले प्रतिस्पर्धी माहौल के लिए अनुकूल नीतियों और नियामक परिवर्तनों की शुरुआत की गई है। विद्युत क्षेत्र में निजी निवेश की भागीदारी, अत्याधुनिक तकनीकों को अपनाए जाने, मौजूदा संयंत्रों की दक्षता में सुधार पर जोर देने और बेहतर दक्षता के साथ नए संयंत्रों की स्थापना जैसे उपायों ने इस क्षेत्र के विकास के लिए उत्प्रेरक का कार्य किया है। समेकित प्रयासों से देश के भीतर और पड़ोसी देशों के साथ भी विद्युत के सीमा पार पारेषण के लिए विद्युत कनेक्टिविटी में सुधार हुआ है।

भारत सरकार ने किफायती मूल्य पर विद्युत आपूर्ति पर अत्यधिक ध्यान दिया है, और इसे पर्यावरण पर प्रतिकूल प्रभाव डाले बिना उपभोक्ताओं को कुशल और टिकाऊ तरीके से वितरित करने पर ध्यान दिया है। उपभोक्ताओं को स्वच्छ ऊर्जा प्रदान करने के लिए भारत सरकार द्वारा वर्ष 2030 तक गैर-जीवाश्म ईंधन आधारित क्षमता से 500 गीगावाट हासिल करने का महत्वाकांक्षी लक्ष्य निर्धारित किया गया है। उत्पादों के आयात पर न्यूनतम निर्भरता और देश में अधिकतम विकास, देश को "आत्मनिर्भर" होने की दिशा में ले जाना सरकार की शीर्ष प्राथमिकताएं हैं। उपरोक्त परिदृश्य को प्रभावी ढंग से और कुशलता से साकार करने के लिए, और ग्रिड की सुरक्षा, रक्षा, विश्वसनीयता और स्थिरता सुनिश्चित करने के लिए, ऊर्जा क्षेत्र के सभी क्षेत्रों जैसे उत्पादन, पारेषण, वितरण और उपयोग में सहक्रियात्मक अनुसंधान और विकास (आर एंड डी) प्रयासों की आवश्यकता है।

नवीन स्मार्ट प्रौद्योगिकियों की शुरुआत और भारतीय विद्युत प्रणाली की दक्षता में सुधार की दिशा में शोध के प्रयासों को निर्देशित किया जाना चाहिए।

यह अध्याय भारतीय विद्युत क्षेत्र में तकनीकी प्रगति की समीक्षा करता है और वर्ष 2022-27 के दौरान किए जाने वाले अनुसंधान और विकास (आर एंड डी) के क्षेत्रों की सिफारिश करता है और अगले 10 वर्षों में विद्युत क्षेत्र में भावी आर एंड डी पहलों के लिए एक रोडमैप तैयार करता है। इस रिपोर्ट को पांच भागों में बांटा गया है-

- i. विद्युत क्षेत्र में मौजूदा अनुसंधान एवं विकास सुविधाएं और अनुसंधान कार्यक्रम,
- ii. प्रौद्योगिकी प्रगति,
- iii. अनुसंधान और विकास,
- iv. विद्युत क्षेत्र में अनुसंधान एवं विकास में सुधार के लिए प्रस्तावित पहल,
- v. अनुशंसाएँ।

11.1 विद्युत क्षेत्र में मौजूदा अनुसंधान एवं विकास सुविधाओं और कार्यक्रमों की समीक्षा

11.1.1 विद्युत क्षेत्र में अनुसंधान के लिए सुविधाएं

केंद्रीय क्षेत्र, राज्य क्षेत्र और निजी क्षेत्र के संगठनों/मंत्रालयों के नियंत्रणाधीन विभिन्न संस्थानों द्वारा वर्तमान में विद्युत क्षेत्र में अनुसंधान एवं विकास गतिविधियां निष्पादित की जा रही हैं। यह संगठन केंद्र सरकार के मंत्रालय/विभाग, स्वायत्त निकाय, केंद्रीय सार्वजनिक क्षेत्र के उपक्रम (सीपीएसयू), शैक्षणिक संस्थान, अनुसंधान एवं विकास संगठन, निजी क्षेत्र के संगठन आदि हो सकते हैं। निम्नलिखित संस्थान विद्युत क्षेत्र में अनुसंधान एवं विकास में सक्रिय रूप से कार्यरत हैं:-

- विद्युत मंत्रालय (एमओपी), नवीन और नवीकरणीय ऊर्जा मंत्रालय (एमएनआरई), विज्ञान और प्रौद्योगिकी विभाग (डीएसटी), मानव संसाधन विकास मंत्रालय (एमएचआरडी) जिसे अब शिक्षा मंत्रालय (एमओई) के रूप में जाना जाता है।
- केंद्रीय विद्युत अनुसंधान संस्थान (सीपीआरआई)
- विद्युत अनुसंधान एवं एंड विकास संघ (ईआरडीए)
- भारतीय विज्ञान संस्थान (आईआईएससी), भारतीय प्रौद्योगिकी संस्थान (आईआईटी), राष्ट्रीय प्रौद्योगिकी संस्थान (एनआईटी), इंजीनियरिंग कॉलेज और अन्य संस्थानों जैसे अकादमिक संस्थान।
- सीपीएसयू जैसे बीएचईएल, एनटीपीसी-नेत्र, एनएचपीसी, एसजेवीएनएल, पावरग्रिड, टीएचडीसी आदि।
- राष्ट्रीय पवन ऊर्जा संस्थान (एनआईडब्ल्यूई), चेन्नई।
- राष्ट्रीय सौर ऊर्जा संस्थान (एनआईएसई), दिल्ली।
- सरदार स्वर्ण सिंह राष्ट्रीय जैव-ऊर्जा संस्थान (एसएसएस-एनआईबीई), कपूरथला।
- गुजरात ऊर्जा और प्रौद्योगिकी अनुसंधान संस्थान (जीईटीआरआई), वडोदरा।
- अनुसंधान एवं विकास प्रयोगशालाएं/सीएसआईआर, सीएमईटी और टेरी जैसी संस्थाएं ऊर्जा से संबंधित क्षेत्रों में काम कर रही हैं।

उपरोक्त के अलावा, अडानी पावर, टाटा पावर, रिलायंस एनर्जी, एलएंडटी, जीई, सीमेंस आदि जैसे निजी क्षेत्र के संगठन भी विद्युत क्षेत्र में अपनी रुचि के क्षेत्रों में अनुसंधान कर रहे हैं।

केंद्रीय विद्युत प्राधिकरण (सीईए) विद्युत के उत्पादन, पारेषण, वितरण, ग्रिड परिचालन और विद्युत बाजारों को प्रभावित करने वाले मामलों में अनुसंधान को बढ़ावा देता है।

प्रमुख सीपीएसयू के अनुसंधान शाखाओं का लक्ष्य मुख्य रूप से परियोजना मार्गों के माध्यम से नई प्रौद्योगिकियों की शुरुआत और इसका अनुपालन करना है। जहाँ हाल के वर्षों में, विद्युत क्षेत्र सूचना प्रौद्योगिकी (आईटी) की प्रगति को अपना रहा है, वहीं यह सुझाव दिया गया है कि आईटी उत्पाद में विकास, सुरक्षा और परिचालन (डेवसेकऑप्स) संबंधी मुख्य विषय शामिल होने चाहिए। उपर्युक्त संगठनों द्वारा किए गए सभी तकनीकी विकासों में डिज़ाइन द्वारा साइबर सुरक्षा को आत्मसात किया जाना चाहिए। उम्मीद की जाती है कि वर्तमान परिदृश्य में साइबर सुरक्षा की जरूरतों का ध्यान रखने के लिए अनुसंधान एवं विकास में शामिल सभी संगठनों के पास एक साइबर सुरक्षा सेल होना चाहिए।

11.1.2 विद्युत क्षेत्र में अनुसंधान के वित्तपोषण के लिए योजनाएँ

विद्युत मंत्रालय "सीपीआरआई के माध्यम से कार्यान्वित की जा रही विद्युत मंत्रालय की आर एंड डी योजनाओं" पहल के तहत सीपीआरआई के माध्यम से भारतीय विद्युत क्षेत्र में अनुसंधान और विकास को बढ़ावा दे रहा है। विद्युत मंत्रालय इन योजनाओं का वित्तपोषण करता है, सीपीआरआई और केविप्रा निम्नलिखित तीन अनुसंधान एवं विकास योजनाओं की निगरानी और समन्वय करता है:-

- (i) राष्ट्रीय परिप्रेक्ष्य योजना (एनपीपी) के तहत अनुसंधान एवं विकास - जिसके तहत उद्योग जगत से सहयोग वाली परियोजनाओं को वित्तीय सहायता प्रदान की जाती है
- (ii) विद्युत पर अनुसंधान योजना (आरएसओपी) जिसके तहत आईआईएससी, आईआईटी, एनआईटी, सीएसआईआर, विभिन्न यूटिलिटीज और अन्य प्रतिष्ठित संस्थानों से अनुसंधान एवं विकास परियोजनाओं को वित्तीय सहायता प्रदान की जाती है, एवं
- (iii) अनुसंधान और परीक्षण सुविधाओं में वृद्धि, परीक्षण/नैदानिक विधियों/अनुसंधान अध्ययनों, उत्पाद/प्रक्रिया में सुधार, और उत्पाद में सुधार के लिए सीपीआरआई में इन-हाउस आरएंडडी परियोजनाओं के लिए इन-हाउस आरएंडडी (आईएचआरडी) योजना मानकीकरण।

इन-हाउस आरएंडडी के अलावा, सीपीआरआई, विनिर्माताओं और अन्य एजेंसियों से विशेषज्ञता के विभिन्न क्षेत्रों में प्रायोजित अनुसंधान परियोजनाएं भी संचालित करता है।

ऊर्जा क्षेत्र से संबंधित विशिष्ट विषयों में अनुसंधान को विभिन्न मंत्रालयों द्वारा भी सहायता प्रदान की जाती है जैसे नवीन और नवीकरणीय ऊर्जा मंत्रालय (एमएनआरई) अक्षय ऊर्जा उत्पादन से संबंधित परियोजनाओं की सहायता करता है, विज्ञान और प्रौद्योगिकी विभाग (डीएसटी) ऊर्जा क्षेत्र में बुनियादी और अनुप्रयुक्त अनुसंधान की सहायता करता है।

विज्ञान और प्रौद्योगिकी विभाग (डीएसटी) ने स्वच्छ ऊर्जा अनुसंधान पहल (सीईआरआई) योजना के तहत राष्ट्रीय, द्विपक्षीय और बहुपक्षीय सहयोग सहित स्मार्ट ग्रिड आर एंड डी कार्यक्रम शुरू किए हैं। डीएसटी ने इस प्रयास में चार अंतरराष्ट्रीय अनुसंधान कार्यक्रमों का समर्थन किया है:-

i. द्विपक्षीय

(i) संयुक्त आभासी स्वच्छ ऊर्जा केंद्र (भारत-यूके)

स्वच्छ ऊर्जा के अन्तर्गत निम्न कार्बन अर्थव्यवस्था के लिए संयुक्त प्रतिबद्धता की दिशा में, डीएसटी और यूके ने मिलकर स्वच्छ ऊर्जा पर संयुक्त आभासी स्वच्छ ऊर्जा केंद्र की स्थापना की है। यह केंद्र ग्रिड के साथ-साथ ग्रिड से अलग समूहों को स्थिर विद्युत आपूर्ति हेतु स्टोरेज के साथ आंतरायिक स्वच्छ ऊर्जा के एकीकरण पर केंद्रित है।

(ii) स्मार्ट ग्रिड और ऊर्जा स्टोरेज पर संयुक्त स्वच्छ ऊर्जा अनुसंधान और विकास केंद्र (भारत-यूएस)

इंडो-यूएस जॉइंट क्लीन एनर्जी रिसर्च एंड डेवलपमेंट सेंटर (जेसीईआरडीसी) विज्ञान और प्रौद्योगिकी मंत्रालय, भारत सरकार और अमेरिकी ऊर्जा विभाग की एक संयुक्त पहल है। जेसीईआरडीसी का अंतिम उद्देश्य भारत और संयुक्त राज्य अमेरिका के वैज्ञानिकों, प्रौद्योगिकीविदों और इंजीनियरों की टीमों द्वारा स्वच्छ ऊर्जा पर संयुक्त अनुसंधान और विकास की सुविधा प्रदान करना है, और अधिकतम प्रभाव के साथ स्वच्छ ऊर्जा प्रौद्योगिकियों को तेजी से लागू करने के लिए संबंधित संयुक्त गतिविधियों की आवश्यकता है। इस उद्देश्य को प्राप्त करने के लिए, इंडो-यूएस जेसीईआरडीसी ने एक ऐसी परियोजना का समर्थन किया है जो मल्टी-इंस्टीट्यूशनल नेटवर्क प्रोजेक्ट है, जैसे यूएस-इंडिया कोलेबोरेटिव फॉर स्मार्ट

डिस्ट्रीब्यूशन सिस्टम विद स्टोरेज (यूआई-असिस्ट)। इस परियोजना का व्यापक उद्देश्य इष्टतम उपयोग और प्रबंधन के लिए, ग्रामीण, शहरी और अर्ध-शहरी क्षेत्रों में माइक्रो ग्रिड के साथ इंटरफेस करने के लिए भविष्य में वितरण ग्रिड को विकसित करना है जिसमें नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों (आरईएस) और ऊर्जा स्टोरेज प्रणालियों (ईएसएस) की हिस्सेदारी बढ़ेगी और वितरण प्रणाली ऑपरेटर (डीएसओ) कार्यों को निष्पादित किया जा सकेगा।

(iii) एकीकृत स्थानीय ऊर्जा प्रणाली (भारत-यूरोपीय संघ)

भारत और यूरोपीय संघ के बीच इस संयुक्त पहल का उद्देश्य विद्युत, हीटिंग, कूलिंग, पानी, अपशिष्ट इत्यादि जैसे सभी ऊर्जा घटकों को एकीकृत करते हुए यथोचित समाधानों का विकास करना और इसका निष्पादन करना है। साथ ही बैटरी और इलेक्ट्रिक वाहनों द्वारा दृष्टिगत संभावनाओं सहित, उन्हें आपस में जोड़ना और नवीकरणीय ऊर्जा और उच्च ऊर्जा दक्षता की बढ़ती भागीदारी के साथ संयुक्त संचालन को अनुकूलित करना है। यह विकसित प्रणाली, कम रखरखाव और कुशल जनशक्ति पर कम निर्भरता के साथ मजबूत, प्रतिकृति योग्य, मापनीयता, टिकाऊ और लागत प्रभावी होगी। समर्थित दो परियोजनाएं जो स्थानीय ग्रिड कनेक्टिविटी के साथ या उसके बिना कई ऊर्जा स्रोतों/घटकों के एकीकरण पर केंद्रित हैं, अतः ग्रामीण, अर्ध-शहरी और शहरी वातावरण और अतिरिक्त सेवाओं के साथ विभिन्न जलवायु परिस्थितियों को समाहित करने वाले विभिन्न स्थानों में डेमो इकाइयों की स्थापना का प्रस्ताव है।

ii. बहुपक्षीय

(i) स्मार्ट ग्रिड पर मिशन इनोवेशन प्रोग्राम

डीएसटी ने बीस मिशन इनोवेशन सदस्य देशों के सहयोग से नौ स्मार्ट ग्रिड परियोजनाओं का समर्थन किया है, जो पारंपरिक ग्रिड के साथ एकीकरण, पारंपरिक वाहन से इलेक्ट्रिक वाहन में परिवर्तन, नवीकरणीय ऊर्जा की बढ़ती हिस्सेदारी और स्मार्ट ग्रिड में साइबर भौतिक प्रणालियों पर विचार करने वाली वित्तीय और बाजार रणनीतियों पर केंद्रित है।

ऊर्जा क्षेत्र में पहचाने गए विषयों पर गहन शोध के लिए शिक्षा मंत्रालय द्वारा उच्चतर अविष्कार योजना (यूएवाई) और इम्पैक्टिंग रिसर्च इनोवेशन एंड टेक्नोलॉजी (इम्प्रिंट) जैसी अंतर-मंत्रालयी सहयोगी अनुसंधान योजनाएं शुरू की गई हैं।

यूएवाई के तहत, उद्योगों की जरूरतों को प्रत्यक्ष रूप से प्रभावित करने वाले उच्च क्रम के नवाचार को बढ़ावा देने वाली परियोजनाओं का चुनाव किया जाता है, जबकि सामाजिक रूप से प्रासंगिक विज्ञान और इंजीनियरिंग की चुनौतियों से संबंधित परियोजनाओं का चुनाव इम्प्रिंट योजना के तहत किया जाता है। अब संशोधित योजना (अर्थात् इम्प्रिंट-2) के तहत, यूएवाई को इम्प्रिंट योजना में शामिल कर लिया गया है और इसे डीएसटी के तहत विज्ञान और इंजीनियरिंग अनुसंधान बोर्ड (एसईआरबी) के माध्यम से लागू किया जा रहा है। इस योजना की सह-अध्यक्षता एमओई और डीएसटी द्वारा संयुक्त रूप से की जाएगी।

यूटिलिटीज और निर्माता, अपने संस्थागत फंड के माध्यम से अनुसंधान परियोजनाओं को पूरा कर रहे हैं। इनमें से कुछ परियोजनाएं अकादमिक जगत के सहयोग से चलाई जा रही हैं।

11.2 तकनीकी प्रगति

विभिन्न विज्ञान और प्रौद्योगिकी प्रयोगशालाओं जैसे सीपीआरआई, सीएसआईआर तथा सरकारी निकायों जैसे डीएसटी, डीएसआईआर और एमएनआरई के साथ-साथ शैक्षणिक संस्थानों की भागीदारी के माध्यम से निरंतर और धारणीय प्रयासों

ने भारत में प्रौद्योगिकी को बढ़ावा देने का कार्य किया है। विभिन्न अनुसंधान प्लेटफार्मों के माध्यम से उद्योग और अकादमिक जगत के बीच घनिष्ठ संबंध बनाकर एक मजबूत अनुसंधान पारिस्थितिकी तंत्र तैयार किया जा रहा है।

आगामी वर्षों में शुरू किए जाने वाले अनुसंधान एवं विकास क्षेत्रों की व्यापक सूची तैयार करने के लिए, 12वीं योजना और 3 वर्षीय कार्य योजना अवधि के दौरान सीपीएसयू, सीपीआरआई और एमएनआई द्वारा विकसित अनुसंधान एवं विकास गतिविधियों और बुनियादी ढांचे की समीक्षा की गई और अनुसंधान हेतु जांच किए गए प्रमुख क्षेत्रों की पहचान की गई।

वर्ष 2022-27 के दौरान महत्वपूर्ण प्रासंगिक क्षेत्र जिनमें भविष्य में अनुसंधान की आवश्यकता है, जाँच करने की सिफारिश की गई है। इसके अतिरिक्त भारतीय विद्युत क्षेत्र के भविष्य को ध्यान में रखते हुए अन्वेषण के लिए नए अनुसंधान एवं विकास क्षेत्र भी प्रस्तावित किए गए हैं।

विद्युत क्षेत्र के तकनीकी परिदृश्य में हुई प्रगति का विवरण निम्नवत है:-

11.2.1 उत्पादन प्रौद्योगिकी में प्रगति

11.2.1.1 तापविद्युत उत्पादन प्रौद्योगिकी

- सामग्री और धातुकर्म का विकास
- संयंत्र के पुर्जों/घटकों/उपकरणों के निर्माण के लिए सामग्री का विकास
- नवीनतम साइट सर्वेक्षण, साइट चयन उपकरण और विद्युत संयंत्र के निर्माण के लिए प्रौद्योगिकी
- अल्ट्रा-सुपरक्रिटिकल पावर प्लांट्स (यूएससी)
- एडवांस अल्ट्रा सुपरक्रिटिकल पावर प्लांट्स (ए-यूएससी)
- स्मॉल रेटिंग सुपरक्रिटिकल टर्बाइन सेट
- ऊर्जा संरक्षण और दक्षता में वृद्धि
- ताप विद्युत संयंत्रों के लिए डिजिटल प्रौद्योगिकी
- तापविद्युत संयंत्रों का लचीला परिचालन
- एकीकृत गैसीकरण संयुक्त चक्र (आईजीसीसी) विद्युत संयंत्र
- वायु प्रदूषण नियंत्रण प्रौद्योगिकियां
 - NO_x हटाने के लिए चयनात्मक उत्प्रेरक कटौती (एससीआर),
 - इलेक्ट्रोस्टैटिक प्रीसिपिटेटर (ईएसपी) जो धूल हटाने के लिए इलेक्ट्रोस्टैटिक बल का उपयोग करता है,
 - फ्लू गैस डिसल्फराइज़ेशन (एफजीडी) यूनिट जो फ्लू गैस से सल्फर डाइऑक्साइड को हटाती है,
 - CO₂ रिमूवल की तकनीक।
- राख निपटान संबंधी सुविधाएं और रेयर अर्थ एलिमेंट्स (आरईई) और गुणवत्तापूर्ण ईंटों के लिए फ्लाई ऐश से उपयोगी खनिज की प्रतिप्राप्ति।
- "ब्लैकआउट्स" को कम करने के लिए प्रौद्योगिकियां।
- कम्प्रेस्ड एयर स्टोरेज सिस्टम (CAES)

11.2.1.2 जलविद्युत उत्पादन प्रौद्योगिकी

- संयंत्र के पुर्जों/घटकों/उपकरणों के निर्माण के लिए सामग्री और धातुकर्म का विकास
- नवीनतम साइट सर्वेक्षण, साइट चयन उपकरण और विद्युत संयंत्र के निर्माण के लिए प्रौद्योगिकी।
- पम्पड स्टोरेज पावर प्लांट्स (पीएसपी)
- विद्युत संयंत्र का नवीनीकरण और आधुनिकीकरण
- डिजिटल समाधान के साथ परिचालन और रखरखाव सेवाएं
- दूरस्थ निगरानी सेवाएं
- अल्पावधि उत्पादन पूर्वानुमान

11.2.1.3 सौर ऊर्जा प्रौद्योगिकी

- संकेंद्रित सौर संयंत्र (सीएसपी)
- फोटोवोल्टिक सौर संयंत्र - रूफटॉप/ग्राउंड माउंटेड/फ्लोटिंग
- ऊर्जा उत्पादन का पूर्वानुमान
- साइट चयन
- संयंत्र डिजाइन
- परमिट, लाइसेंसिंग और पर्यावरण संबंधी विचार
- ईपीसी अनुबंध
- निर्माण
- डिजिटल समाधान के साथ परिचालन और रखरखाव (ओ एंड एम) सेवाएं
- संयंत्र यंत्रीकरण और नियंत्रण प्रणाली
- संयंत्र उन्नयन प्रौद्योगिकी
- विद्युत संयंत्र मूल्यांकन और अभियंत्रण
- सौर ऊर्जा संयंत्रों में तरल पदार्थों का अनुमानित प्रबंधन
 - जो ताप हस्तांतरण द्रव (एचटीएफ) की समयावधि को बनाए रखने में मदद करता है
 - जो पूर्व नियोजित रखरखाव के माध्यम से परिचालन हेतु महंगा और अनावश्यक रुकावट से बचाव करता है।
- दूरस्थ निगरानी सेवाएं
- समयावधि खत्म होने के बाद इसके निपटान के लिए प्रौद्योगिकी।

11.2.1.4 पवन ऊर्जा प्रौद्योगिकी (अपतटीय/तटीय)

- तटीय और तटवर्ती क्षेत्रों में तरंग और ज्वार ऊर्जा के साथ अपतटीय पवन का एकीकरण।
- विद्युत और विलवणीकरण के लिए महासागर की तापमान प्रवणताएँ।

11.2.1.5 भूतापीय प्रौद्योगिकी

भूतापीय ऊर्जा भारत में, विशेष रूप से हिमालयी क्षेत्र में ऊर्जा के आशाजनक संसाधनों में से एक है। विद्युत उत्पादन के अलावा, भू-तापीय ऊर्जा अंतरिक्ष और प्रक्रिया ताप आवश्यकताओं को पूरा कर सकती है और इस क्षेत्र के ऊर्जा के लचीलेपन

में सुधार कर सकती है। अंतर्राष्ट्रीय स्तर की सर्वोत्तम प्रक्रियाओं की समीक्षा इस संसाधन के औषधीय मूल्य और ऊर्जा/खनिज पुनर्प्राप्ति क्षमता की ओर संकेत करती है।

11.2.1.6 ज्वारीय विद्युत उत्पादन

- समुद्री और जलगतिज (एमएचके) तकनीक (समुद्र के पानी की प्राकृतिक गति, जैसे लहरों या ज्वार से ऊर्जा ग्रहण करते हैं)

11.2.1.7 ऊर्जा स्टोरेज प्रणाली

- सेंकेंद्रित सौर ऊर्जा (सीएसपी) तापीय ऊर्जा स्टोरेज - तरल नमक के रूप में
- बैटरी एनर्जी स्टोरेज प्रणाली (बीईएसएस)
- पम्पड हाइड्रो स्टोरेज, जहां पानी को एक जलाशय में ऊपर की ओर पंप किया जाता है और जरूरत पड़ने पर विद्युत टर्बाइनों में छोड़ा जाता है
- कम्प्रेस्ड एयर एनर्जी स्टोरेज (सीएईएस)
- सुपरकैपेसिटर, कैपेसिटर एनर्जी स्टोरेज सिस्टम (सीईएसएस)
- सुपरकंडक्टिंग एनर्जी स्टोरेज सिस्टम (एसएमईएस)
- मैकेनिकल एनर्जी स्टोरेज सिस्टम (एमईएसएस)
- फेज परिवर्तन सामग्री के अनुप्रयोग से ठंडा करने और गर्म करने के लिए थर्मल एनर्जी स्टोरेज सिस्टम (टीईएसएस)
- फ्लाइवील

11.2.1.8 ऊर्जा उत्पादन के अन्य रूप

- बायोमास दहन या सह-ज्वलन
- नगरपालिका ठोस अपशिष्ट भस्मीकरण
- जल से वाष्प एवं वाष्प से विद्युत के रूपांतरण से अपशिष्ट ताप और ऊर्जा उत्पादन को हटाना
- प्राकृतिक गैस से चलने वाले ईंधन सेल
- हाइड्रोजन ईंधन सेल
- आपातकालीन बैकअप जनरेटर, आमतौर पर गैसोलीन या डीजल ईंधन द्वारा
- ट्राई जनरेटर या कम्बाईड कूलिंग हीट एंड पावर (सीसीएचपी)

11.2.2 पारेषण प्रौद्योगिकियों में प्रगति

11.2.2.1 गैस इंसुलेटेड स्विचगियर्स

- गैर ज्वलनशील गैस इन्सुलेटर ट्रांसफार्मर
- एडवान्सड साइट असेंबली (एएसए) ट्रांसफार्मर
- छोटे, हल्के वजन का एवं आसानी से संभाले जाने वाले पॉलीमर-टाईप अरेस्टर
 - सिलिकॉन डाईरेक्ट मोल्टिंग टाईप
 - कम्पोजिट इन्सुलेटिंग ट्यूब टाईप

11.2.2.2 वोल्तेज और रिएक्टिव पावर कंट्रोल

• फ्लेक्सिबल एसी ट्रांसमिशन सिस्टम (फैक्ट्स)

• स्टैटिक वीएआर कम्पेंसेटर (एसवीसी) जैसे शंट डिवाइस। एक स्टैटिक वीएआर कम्पेंसेटर (एसवीसी) एक तीव्र गति से कार्य करने वाला पावर इलेक्ट्रॉनिक उपकरण है जिसका उपयोग स्थानीय क्षेत्र में या इंटरफ़ेस बिंदु पर वोल्तेज को गतिशील रूप से नियंत्रित करने के लिए किया जाता है।

- थाइरिस्टर नियंत्रित रिएक्टर (टीसीआर)
- थाइरिस्टर स्विच रिएक्टर (टीएसआर)
- थायरिस्टर स्विच कैपेसिटर (टीएससी)

• स्टैटिक सिंक्रोनस कम्पेंसेटर (स्टैटकॉम), जो प्रयोग मुख्य रूप से वोल्तेज नियंत्रण और प्रतिक्रियाशील शक्ति प्रवाह के नियंत्रण के लिए किया जाता है;

- स्टैटिक सिंक्रोनस कम्पनसेटर (स्टैटकॉम)
- वोल्तेज सोर्स कन्वर्टर (वीएससी)
- इंसुलेटेड गेट बाइपोलर ट्रांजिस्टर (आईजीबीटी)
- इंटीग्रेटेड गेट कम्प्यूटेटेड थायरिस्टर्स (आईजीसीटी)

• सीरीज उपकरण जैसे- थायरिस्टर-कंट्रोल्ड सीरीज कम्पनसेशन (टीसीएससी), और स्टैटिक सिंक्रोनस सीरीज कम्पनसेटर (एसएसएससी), थायरिस्टर कंट्रोल्ड फेज एंगल रेगुलेटर (टीसीपीएआर)

• सीरीज-शंट डिवाइस जैसे- यूनिफाइड पावर फ्लो कंट्रोलर (यूपीएफसी)

11.2.2.3 फ्रीक्वेंसी कन्वर्टर (एफसी) प्रणाली

11.2.2.4 विद्युत पारेषण दक्षता में सुधार और अतुल्यकालिक ग्रिड के अंतर्संयोजन को बढ़ाने के लिए एचवीडीसी प्रणाली

- अत्याधुनिक मॉड्यूलर मल्टीलेवल कन्वर्टर (एमएमसी) तकनीक के साथ वोल्तेज सोर्स कन्वर्टर (वीएससी)
- लंबी दूरी की बड़ी क्षमता वाले पारेषण के लिए लाइन-कम्प्यूटेटेड कन्वर्टर (एलसीसी)

11.2.2.5 एचवीडीसी विद्युत पारेषण

- विस्तृत पैमाने पर एचवीडीसी केबल्स लगाया जाना
- एक्सट्रूडेड क्रॉस लिंकड पॉली एथिलीन (एक्सएलपीई) हाई वोल्तेज डायरेक्ट करंट (एचवीडीसी) केबल
- स्थान की सीमाओं से निपटने के लिए एचवीडीसी प्रणाली के लिए जीआईएस
- ऊंचाई कम करने और राईट ऑफ वे (आरओडब्ल्यू) के लिए टावरों का नया प्रकार और विन्यास
- एचवीडीसी भूमिगत और समुद्र के भीतर केबल
- लाइन कम्प्यूटेटेड कन्वर्टर (एलसीसी) तकनीक
- वोल्तेज स्रोत कनवर्टर (वीएससी) प्रौद्योगिकी
- इंसुलेटेड गेट बाइपोलर ट्रांजिस्टर (आईजीबीटी), जो एचवीएसी और एचवीडीसी सिस्टम के बीच स्विचिंग प्रदान करते हैं।
- डीसी गैस इंसुलेटेड लाइनें

11.2.2.6 एचवीएसी विद्युत प्रौद्योगिकी**11.2.2.7 एचवीएसी/एचवीडीसी हाइब्रिड सिस्टम**

- एचवीएसी/एचवीडीसी सिस्टम इंटरैक्शन
- हाइब्रिड एचवीएसी/एचवीडीसी ओवरहेड लाइनें

11.2.2.8 इलेक्ट्रॉनिक उपकरण और इसके घटक**11.2.2.9 गैस इंसुलेटेड लाइनें****11.2.2.10 ओवरहेड लाइनें**

- ओवरहेड लाइनें (ओएचएल)
- एल्यूमीनियम कंडक्टर स्टील सपोर्टेड (एसीएसएस)
- एल्यूमीनियम कंडक्टर कम्पोजिट कोर (एसीसीसी)
- एल्यूमीनियम कंडक्टर कम्पोजिट रेनफोर्स (एसीसीआर)
- एल्यूमीनियम कंडक्टर स्टील रेनफोर्स (एसीएसआर)
- हाई टेम्परेचर कंडक्टर (एचटीसी)
- रियल टाइम थर्मल रेटिंग (आरटीटीआर)

11.2.2.11 एचवीएसी केबल

- तटवर्ती केबल प्रौद्योगिकी
- अपतटीय केबल प्रौद्योगिकी
- पनडुब्बी कनेक्शन के लिए एचवीएसी एक्सट्रूडेड इंसुलेशन केबल।

11.2.2.12 एचवीएसी उपकेन्द्र, ब्रेकर, बस बार, डिस्कनेक्टर्स और पावर ट्रांसफार्मर।**11.2.2.13 नियंत्रण और निगरानी उपकरण**

- विद्युत नियंत्रण यंत्र: फ्लेक्सिबल एसी ट्रांसमिशन सिस्टम (फैक्ट्स), फेज-शिफ्टिंग ट्रांसफॉर्मर (पीएसटी)
- निगरानी यंत्र एवं प्रणाली: सिंक्रोफेजर्स, वाइड एरिया मॉनिटरिंग सिस्टम (डब्ल्यूएएमएस), फेजर मेजरमेंट यूनिट (पीएमयू), वाइड एरिया प्रोटेक्शन सिस्टम (डब्ल्यूएपीएस)।
- डब्ल्यूएएमएस- सिंक्रोफेजर का मुख्य अनुप्रयोग वाइड एरिया मॉनिटरिंग सिस्टम (डब्ल्यूएएमएस) के साथ सिस्टम मॉनिटरिंग के क्षेत्र में है।
- पीएमयू - पीएमयू का उपयोग विद्युत व्यवस्था की निगरानी और विश्लेषण के लिए वोल्टेज और करंट फेजर्स के सिंक्रोनाइज़ माप प्रदान करने, अवस्था का आकलन, नियंत्रण और संरक्षण के लिए किया जाता है। पीएमयू का उपयोग पावर ग्रिड की समस्याओं का पता लगाने और इसके निदान के लिए भी किया जाता है।
- डब्ल्यूएपीएस - वाइड एरिया प्रोटेक्शन सिस्टम्स (डब्ल्यूएपीएस) के मुख्य लाभ ऑन-लाइन निगरानी, सुरक्षा प्रणाली और ऑफ-लाइन विश्लेषण हैं।

11.2.2.14 नियंत्रण और निगरानी प्रणाली

- अगली पीढ़ी की ऊर्जा प्रबंधन प्रणाली (ईएमएस)
- रियल टाईम की निगरानी और नियंत्रण प्रणाली
- पारेषण और वितरण (टी एंड डी) घाटे को कम करने के लिए प्रौद्योगिकियां
- उन्नत विश्लेषिकी और पूर्वानुमान
- आपदा प्रबंधन प्रणाली

11.2.2.15 1200 केवी पारेषण प्रौद्योगिकियों का विकास

- 1200 केवी उप-स्टेशन, सर्किट ब्रेकर, शंट रिएक्टर और डायनेमिक रिएक्टिव पावर कम्पेनसेशन के लिए नियंत्रित शंट रिएक्टर।
- उच्च ऊर्जा की प्राप्ति के लिए क्लास 5 ज्यूटी के लाईटनिंग अरेस्टर के लिए उच्च ऊर्जा (55 एमजे) ZnO ब्लॉकों का विकास आवश्यक है।
- अल्ट्रा हाई वोल्टेज (यूएचवी) पारेषण प्रणाली प्रौद्योगिकी के आलोक में 1200 केवी डिसकनेक्टर के लिए परिचालन तंत्र का विकास आवश्यक है।
- ट्रांसफार्मर और रिएक्टर के लिए दरार-रोधी टैंक
- तेज और लागत प्रभावी दबाव राहत उपकरण (पीआरडी) का विकास
- आरओडब्ल्यू (राइट ऑफ वे) की आवश्यकता को अनुकूल करने के लिए इंसुलेटेड क्रॉस आर्म टावरों का विकास।

11.2.3 ऊर्जा वितरण प्रौद्योगिकियों में प्रगति**11.2.3.1 वितरण स्वचालन का समावेशन**

विद्युत वितरण प्रणाली और उपकरण की निगरानी की विस्तृत जांच-पड़ताल और इसका विकास किया जा रहा है। ये कार्य निम्न क्षेत्रों में किए जा रहे हैं:-

- क. अर्द्धसंचालक तीव्र गति वाले तत्वों के अनुप्रयोग पर आधारित "डिजिटल टेक्नोलॉजी"
- ख. आईटी (सूचना प्रौद्योगिकी) को लागू करने वाले दक्ष विद्युत उपकेन्द्र
- ग. हाई-स्पीड संचार हेतु सिस्टम कॉन्फिगरेशन।

उच्च निष्पादन, कार्यात्मक वितरण, सूचना साझा करने और एकीकृत विद्युत वितरण प्रबंधन के संदर्भ में लाभान्वित उपकेन्द्रों, सुरक्षा, निगरानी और संचार प्रणालियों हेतु भविष्य में कुशलता से इनके नियंत्रण की मांग भी साइबर सुरक्षा आवश्यकताओं के लिए बारीकी से जुड़ी हुई है। ऐसी तकनीकों में शामिल हैं:-

- इंटेलिजेंट/डिजिटल उपकेन्द्र
- i. इंटेलिजेंट/डिजिटल उपकेन्द्र की अवधारणा
- ii. उपकरण निगरानी प्रणाली (एएमएस)
- iii. सुरक्षा और नियंत्रण

• नवीनतम सुरक्षा और नियंत्रण प्रणाली

- i. सुरक्षा और नियंत्रण प्रणाली में रुझान
- ii. एकीकृत सुरक्षा और नियंत्रण इकाई
- iii. वेब संचार द्वारा रिमोट कंट्रोल कार्य
- iv. सुरक्षा/नियंत्रण उपस्कर और उपकरणों के बीच संबंध

• उन्नत उपस्कर और घटक

- i. पावर इलेक्ट्रॉनिक्स
- ii. एसी और डीसी लाइन और केबल
- iii. त्रुटि प्रदर्शक
- iv. आईओटी उपकरण

• वितरण ट्रांसफार्मर – भविष्य में तैनाती हेतु संभावित

- संवेदन, मापन, संचार और नियंत्रण:-
- डेटा अधिग्रहण प्रणाली (डीएस)
- पर्यवेक्षी नियंत्रण और डेटा अधिग्रहण (स्काडा) प्रणाली
- संचार प्रणालियों के माध्यम से क्षेत्र के आँकड़े एकत्र करने वाली दूरस्थ टर्मिनल इकाइयां (आरटीयू)
- उन्नत/स्वचालित वितरण प्रबंधन प्रणाली (एडीएमएस)
- इंटेलिजेंट इलेक्ट्रॉनिक डिवाइस (आईडीडी),
- ग्लोबल पोजिशनिंग सिस्टम (जीपीएस) सिग्नल
- भौगोलिक सूचना प्रणाली (जीआईएस)
- आउटेज प्रबंधन प्रणाली (ओएमएस)
- उच्च बैंडविड्थ संचार
- स्मार्ट मीटर
- उन्नत मीटरिंग इंफ्रास्ट्रक्चर (एएमआई)
- दो-तरफा संचार और 4-क्वाड्रेंट मीटरिंग
- एकीकृत संचार
- उन्नत नियंत्रण के तरीके – भविष्य में तैनाती हेतु संभावित
- इम्प्रूव्ड डिजीजन-सपोर्ट टूल (आईडीएसटी)
- प्रणाली का संचालन
- ग्रिड की कल्पना
- निर्णय का समर्थन
- एकीकृत ईएमएस के माध्यम से मांग आधारित आपूर्ति, उत्पादन और वितरण
- प्रणाली संचालक प्रशिक्षण
- भविष्य में तैनाती हेतु संभावित

11.2.3.2 कृत्रिम बुद्धिमत्ता (एआई)/मशीन द्वारा अधिगम (एमएल) का अनुप्रयोग

11.2.3.3 साइबर सुरक्षा

- लचीली ऊर्जा वितरण प्रणालियों के अनुसंधान, विकास और निष्पादन में तेजी लाना
- सुरक्षा ही प्राथमिकता मानसिकता के साथ आईओटी और स्काडा की प्रगति का मूल्यांकन
- विद्युत यूटिलिटीज के आईसीएस में आईएसओ 27019:2017 में दिए गए ऊर्जा उपयोगिता उद्योग के लिए सूचना सुरक्षा नियंत्रणों की अनुकूलन क्षमता पर अनुसंधान एवं विकास।
- प्रत्येक विद्युत यूटिलिटी के लिए, आईटी-ओटी एकीकृत परिवेश में सुरक्षा की स्थिति सुदृढ़ करने एवं उन्हें साइबर हमलों से बचाने के उद्देश्य से उचित सुरक्षा नियंत्रण लागू करने हेतु एकीकृत सुरक्षा संचालन प्रणाली (आई-एसओसी) की आवश्यकता।
- अन्तर्संचालित तरीके से ऑकड़ों एवं उपकरण की सुरक्षा।

11.2.3.4 माइक्रोग्रिड और आभासी विद्युत संयंत्र

- वितरित विद्युत उत्पादन (डीपीजी)
- माइक्रोग्रिड्स (एमजी)
- आभासी विद्युत संयंत्र (वीपीपी)
- स्मार्ट ग्रिड (एसजी)
 - i. नियंत्रण
 - ii. स्वचालन
 - iii. ग्रिड एकीकरण
 - iv. पारंपरिक ग्रिड में नवीकरणीय ऊर्जा की हिस्सेदारी बढ़ाने हेतु नए उपकरणों का विकास।

11.2.3.5 ग्रिड प्रबंधन के लिए सॉफ्टवेयर

11.2.3.6 सोशल मीडिया में उपस्थिति और स्वचालित संदेश

11.2.3.7 ऑकड़ों का अन्तर्संचालन, साइबर सुरक्षा, आईओटी और फील्ड डिवाइस संचार के लिए मानक विकास

11.3 अनुसंधान और विकास

यह देखा गया है कि भारत प्रौद्योगिकी को अपनाने में सबसे आगे रहा है लेकिन जब प्रौद्योगिकी के विकास की बात आती है तो भारत इसमें पीछे छूट जाता है। दुनिया भर में बहुत तीव्र गति से हो रही तकनीकी प्रगति के साथ, प्रारंभिक चरण में सही तकनीकों की पहचान करना, उन्हें भारतीय जरूरतों के अनुरूप बनाना और भारत में उन पर शोध करना अत्यंत महत्वपूर्ण हो जाता है ताकि प्रारंभिक चरण में ही इसे भारतीय विद्युत प्रणाली में आत्मसात किया जा सके। जिस प्रकार भारत सरकार ने "डिजिटल इंडिया" और "स्वच्छ भारत" मिशन पर विशेष ध्यान दिया है, उसी प्रकार "साइबर सुरक्षा" से लेकर "अपशिष्ट से ऊर्जा उत्पादन" जैसे तत्काल महत्व के क्षेत्रों पर विशेष जोर दिया जाना चाहिए। प्रौद्योगिकी को अपनाने के दौरान इसमें शामिल साइबर सुरक्षा खतरों और उनके संभावित शमन पर ध्यान दिया जाना अपेक्षित है।

"आत्मनिर्भर भारत" बनने की दिशा में किए जाने वाले सभी प्रयासों को निर्देशित करने की आवश्यकता है, इसी प्रकार आर एंड डी को ऐसे उपायों पर कार्य करना चाहिए ताकि विद्युत क्षेत्र में प्रमुख उपकरणों/घटकों का उत्पादन देश में हो सके। आगामी पांच वर्षों के लिए विद्युत क्षेत्र के अनुसंधानयोग्य क्षेत्रों को पांच अलग-अलग पारंपरिक श्रेणियों में वर्गीकृत किया गया है, यथा-माइक्रोग्रिड, स्मार्ट ग्रिड सहित उत्पादन, पारेषण, वितरण, नवीनीकरण और पर्यावरण पर प्रतिकूल प्रभाव को कम करना और साइबर सुरक्षा।

अनुसंधान के महत्वपूर्ण क्षेत्रों का श्रेणीवार विवरण निम्नवत है:-

11.3.1 विद्युत उत्पादन (पारंपरिक स्रोत)

विद्युत क्षेत्र के लिए बड़ी चुनौती है- उत्पादन संसाधनों का इष्टतम उपयोग ताकि विद्युत उत्पादन में कोई कमी न हो साथ ही ग्राहकों को विश्वसनीय और किफायती विद्युत आपूर्ति प्रदान की जा सके। पर्यावरण को बिना नुकसान पहुंचाए उपरोक्त लक्ष्य को धारणीय तरीके से प्राप्त करने के प्रयास किए जाने चाहिए।

उत्पादन क्षेत्र वर्तमान में संक्रमण काल के मध्य से गुजर रहा है। भारत में नवीकरणीय ऊर्जा (आरई) की क्षमता में वृद्धि के साथ तापविद्युत संयंत्र को चक्रीय तरीके से और लगातार रैंप अप और रैंप डाऊन के साथ संचालित होने के लिए बाध्य होना पड़ रहा है। इसके अलावा, अधिकांश ताप विद्युत संयंत्रों को अधिकतर अवधि के लिए आंशिक लोड पर काम करने के लिए मजबूर होना पड़ रहा है। ये सभी तथ्य इस बात का संकेत करते हैं कि ताप विद्युत संयंत्रों को अधिक लचीला बनाने और भविष्य में टिकाऊ तरीके से नवीकरणीय और पारंपरिक दोनों संयंत्रों से अधिकतम लाभ प्राप्त करने के लिए नई तकनीकों और रणनीतियों को तैयार करना होगा।

वर्तमान में हालांकि सौर, पवन और नवीकरणीय ऊर्जा के अन्य स्रोतों ने गति पकड़ ली है; लेकिन अभी भी तापविद्युत ही उत्पादन लोड की अधिकांश मांग को पूरा करता है। आरई संयंत्रों को विभिन्न कारकों पर निर्भर होना पड़ता है, जैसे- वायु की गति और सौर विकिरण, और ये कारक लंबे समय तक एक साथ उपलब्ध नहीं हो पाते। नवीकरणीय ऊर्जा की अनुपस्थिति के दौरान, पारंपरिक ऊर्जा स्रोतों या ऊर्जा स्टोरेज पर विशेष रूप से निर्भरता बनी रहेगी। इसलिए, बेहतर संयंत्र डिजाइन, दक्षता में वृद्धि, ईंधन की गुणवत्ता में सुधार और वेस्ट हीट रिकवरी जैसे पहलुओं सहित पारंपरिक उत्पादन प्रणाली में सुधार पर ध्यान देना महत्वपूर्ण है। यद्यपि आरई को ऊर्जा सुरक्षा का एक अच्छा स्रोत माना जाता है क्योंकि आरई की स्थापना से समकक्ष जीवाश्म ईंधन की बचत होती है, तथापि उच्चतम और मौसमी मांगों को पूरा करने में पारंपरिक संयंत्रों की भूमिका को कम नहीं आंका जा सकता। कार्यान्वयन के लिए प्रस्तावित प्रोटोटाइप और पायलट संयंत्र प्रदर्शन के साथ विभिन्न प्रौद्योगिकियां निम्नलिखित हैं:-

11.3.1.1 ताप विद्युत उत्पादन के लिए अनुसंधान एवं विकास

ताप विद्युत उत्पादन में अनुसंधान एवं विकास के कुछ महत्वपूर्ण क्षेत्रों की पहचान की गई है जो निम्नवत है:-

11.3.1.1.1 आईजीसीसी प्रौद्योगिकी

इंटीग्रेटेड गैसीफिकेशन कंबाइंड साइकिल (आईजीसीसी) एक कोल गैसीफायर, एक गैस क्लीन अप प्रणाली एवं गैस टर्बाइन को संयुक्त चक्रीय मोड में जोड़ता है जहां कोयले को ऑक्सीजन या हवा के साथ मिलाया जाता है। तत्पश्चात, संक्षेपित गैस (या सिनगैस) की उत्पत्ति होती है जिसमें मुख्य रूप से हाइड्रोजन और कार्बन मोनोऑक्साइड शामिल होते हैं, फिर इस गैस को ठंडा और साफ किया जाता है और गैस टरबाइन में जलाया जाता है। इस प्रौद्योगिकी ने संयुक्त राज्य अमेरिका, नीदरलैंड

और स्पेन में प्रदर्शित चूर्णित कोयला दहन प्रौद्योगिकियों की तुलना में उच्च दक्षता और कम उत्सर्जन स्तर पर विद्युत उत्पादन की क्षमता दिखाई है।

आईजीसीसी प्रौद्योगिकी में अनुसंधान को विद्युत उत्पादन के साथ-साथ तरल ईंधन उत्पादन, हाइड्रोजन उत्पादन, पूर्व-दहन CO₂ कैप्चर और ईंधन सेल के एकीकरण जैसे नए उत्पाद क्षेत्रों के उत्थान पर ध्यान केंद्रित किया जा सकता है जो उच्च दक्षता के साथ शून्य उत्सर्जन कोयला प्रौद्योगिकियों के लिए भविष्य में विकल्प प्रदान कर सकते हैं।

11.3.1.1.2 कार्बन कैप्चर और खपत तकनीकें

जलवायु परिवर्तन और प्रदूषण का आसन्न संकट आज बहुत अधिक स्पष्ट हो गया है। कार्बन डाइऑक्साइड प्रमुख ग्रीनहाउस गैसों में से एक है जो ग्लोबल वार्मिंग और जलवायु परिवर्तन के लिए जिम्मेदार है। जिन प्राथमिक स्रोतों के कारण वायुमंडलीय CO₂ में वृद्धि होती है उनमें से एक है- जीवाश्म ईंधन का दहन।

मौजूदा विद्युत संयंत्रों की कार्बन तीव्रता को कम करने के लिए प्रौद्योगिकियों का विकास और स्थापना एक महत्वपूर्ण क्षेत्र है और इसके लिए गहन अनुसंधान प्रयासों की आवश्यकता है। जीवाश्म ऊर्जा आधारित विद्युत संयंत्रों के साथ मिलकर कार्बन कैप्चर (दहन उपरांत) और इसकी खपत (सीसीयू), जलवायु परिवर्तन को सीमित करते हुए कार्बन उत्सर्जन को कम करने हेतु महत्वपूर्ण क्षमता वाली एक महत्वपूर्ण तकनीक के रूप में जाना जाता है।

इस तथ्य के बावजूद कि विभिन्न कार्बन कैप्चर तकनीकों को अतीत में विकसित किया जा चुका है, फिर भी इससे जुड़ी कई चुनौतियाँ अभी भी मौजूद हैं जैसे उच्च लागत, बड़े पैमाने पर परिनियोजन, आदि। इसके अलावा, CO₂ को उपयोगी उत्पादों में बदलने की प्रौद्योगिकियाँ भी बहुत महंगी हैं और दुनिया भर में कुछ ही कंपनियों के पास यह तकनीकें हैं। उपर्युक्त तकनीकों के विकास और स्वदेशीकरण के लिए महत्वपूर्ण प्रयासों की आवश्यकता है और विद्युत क्षेत्र में अनुसंधान के लिए इस क्षेत्र को प्राथमिकता दी जानी चाहिए।

CO₂ का लागत प्रभावी कैप्चर और इसका 'मूल्य वर्धित' उत्पादों में रूपांतरण को प्राथमिक तरीके से किया जाना चाहिए ताकि पूरी पहल सबसे पहले स्वयं ही धारणीय बन सके और उसके बाद इससे विद्युत केन्द्रों के लिए राजस्व के नए स्रोतों का भी सृजन हो सके। इस संबंध में, निम्नलिखित डोमेन में उचित पैमाने पर प्रदर्शन संयंत्र को विकसित करने, डिजाइन करने और स्थापित करने का सुझाव दिया गया है:-

- विद्युत संयंत्र CO₂ के उत्प्रेरक हाइड्रोजनीकरण द्वारा समतुल्य तरल ईंधन: संभावित उत्पाद - मेथनॉल (पेट्रोल के समतुल्य), डाई-मिथाइल ईथर (डीजल के समतुल्य)
- विद्युत संयंत्र CO₂ के पुनर्गठन के द्वारा उच्च मूल्य के रसायन: संभावित उत्पाद - ओलेफ़िन, फॉर्मलडिहाइड, फॉर्मिक अम्ल, एसिटिक अम्ल आदि।
- विद्युत संयंत्र CO₂ के उत्प्रेरक अपचयन से कार्बन ब्लैक: संभावित उत्पाद - कार्बन ब्लैक, कार्बन नैनो ट्यूब, कार्बन नैनो कण आदि।
- कार्बोनेटेड फ्लाई ऐश एग्रीगेट, विद्युत संयंत्र CO₂ से कंक्रीट का निर्माण: संभावित उत्पाद - फास्ट क्योरिंग कंक्रीट (21 दिनों के बजाय 21 घंटे), कोर्स एग्रीगेट।
- मनुष्य हेतु उच्च मूल्य के पोषक तत्वों के लिए विद्युत संयंत्र CO₂ के संश्लेषण के लिए फोटो-बायो-रिएक्टर: संभावित उत्पाद - बीटा प्रोटीन, ओमेगा 3 फैटी अम्ल (शाकाहारी मछली का तेल), लैमिनेरिया - एंटी एजिंग कॉस्मेटिक।

11.3.1.1.3 राख के उपयोग से संबंधित तकनीक

कोयले से विद्युत उत्पादन के दौरान उप-उत्पाद के रूप में फ्लाई ऐश का निर्माण होता है। ताप विद्युत संयंत्रों में कोयले के दहन से या तो फ्लाई ऐश या बॉटम ऐश का निर्माण होता है। तापविद्युत केन्द्रों से विशाल मात्रा में उत्पादित फ्लाई ऐश का निपटान एक बड़ी समस्या है। यह पर्यावरण के लिए भी एक गंभीर खतरा है क्योंकि यह वनस्पतियों और जीवों पर प्रतिकूल प्रभाव डालता है। गाद के रूप में निपटान के लिए भी इसके लिए बड़े भूभाग के साथ-साथ पानी के बड़े क्षेत्र, जो आजकल बहुत दुर्लभ होते जा रहे हैं, की आवश्यकता होती है।

राख के शत प्रतिशत उपयोग के लिए एक युक्तियुक्त विधि का न होना ताप विद्युत क्षेत्र के लिए चिंता का प्रमुख विषय है। पिछले कुछ वर्षों में राख के उपयोग के लिए कई नई प्रौद्योगिकियां विकसित की गई हैं लेकिन अभी भी राख के शत प्रतिशत उपयोग का लक्ष्य दूर ही है। राख उपयोग की दीर्घकालिक क्षमता वाले नए खंडों के विकास के लिए निम्नलिखित शोध अध्ययन किए जाने चाहिए:-

क) निर्माण सामग्री का विकास:

i. जैसे ईट आदि।

ख) अन्य उत्पादों का विकास: मूल्यवान खनिजों की प्रतिप्राप्ति और गुणवत्ता वाले सिरैमिक और अन्य उत्पादों के लिए उपयुक्त फ्लाई ऐश का प्रयोग।

ग) उच्च मात्रा में राख के उपयोग के लिए नई प्रौद्योगिकी का विकास, जैसे

i. कंट्रोल्ड लो स्ट्रेंथ मटेरियल (सीएलएसएम) के लिए फ्लाई ऐश और पोंड ऐश

II. जीपी एग्रीगेट के साथ जीओ पॉलीमेरिक (जीपी) कंक्रीट रोड

iii. सीमेंट उत्पादन के लिए मोटे फ्लाई ऐश का उपयोग

iv. कोणीय आकार की फ्लाई ऐश एग्रीगेट का विकास

11.3.1.1.4 ताप विद्युत संयंत्रों में जल संरक्षण के लिए प्रौद्योगिकियां

विद्युत संयंत्रों में पानी की आवश्यकता को कम करने के साथ-साथ पानी के कारण घटकों को होने वाले दीर्घकालिक नुकसान को रोकने के लिए उपयोग किए जाने वाले पानी की गुणवत्ता में सुधार के लिए विभिन्न नवीन प्रौद्योगिकियां समय की मांग हैं। जिन नए क्षेत्रों को लागू किया जाना चाहिए उनका विवरण निम्नवत है:-

i. तापविद्युत संयंत्रों में जल शोधन और जल प्रबंधन के लिए उन्नत तकनीकों का अनुप्रयोग,

ii. ताप विद्युत संयंत्रों में उपयोग किए जाने वाले समुद्र के पानी का अलवणीकरण,

iii. अपशिष्ट जल प्रणाली से शुद्ध जल और ऊर्जा की प्राप्ति,

iv. अशुद्धि दूर करने के लिए इलेक्ट्रोकेमिकल प्रक्रिया,

v. जल शोधन के लिए गैर-रासायनिक समाधान का निष्पादन: ओजोन (O₃) और अल्ट्रा-वायलेट (यूवी) उपचार,

vi. अपशिष्ट जल के शोधन के लिए उन्नत प्रौद्योगिकियां और ताप विद्युत संयंत्रों के एक भाग के रूप में पनपते

प्रदूषकों और भूगर्भीय प्रदूषकों के लिए जलशोधन,

vii. जल संरक्षण के लिए उन्नत रसायन विज्ञान: शीतलन जल प्रणाली के लिए संकेंद्रण के उच्च चक्र (सीओसी) का गठन।

11.3.1.1.5 विद्युत संयंत्र की दक्षता बढ़ाने के लिए वेस्ट हीट रिकवरी सिस्टम

रैंकिन पावर साइकिल पर काम करने वाले तापविद्युत संयंत्र सामान्य रूप से विभिन्न साइट स्थितियों, टर्बाइन इनलेट स्टीम की स्थिति और उपस्करों के डिजाइन आदि के आधार पर 35-40% की सीमा में विद्युत उत्पादन क्षमता प्राप्त करते हैं। हीट इनपुट का संतुलन अनिवार्य रूप से कंडेनसर हानि (लगभग 48-50%) और बॉयलर एग्जॉस्टर गैस हानि (लगभग 6-7%) के कारण तथा इसके अलावा अन्य नाममात्र हानियों, जैसे- विकिरण नुकसान, बिना जला हुआ कार्बन नुकसान आदि के कारण खो जाता है। यदि फ्लू गैस का तापमान 140 डिग्री सेल्सियस से 110 डिग्री सेल्सियस कर दिया जाए तो 500 मेगावाट क्षमता वाली इकाई में, लगभग 25 मेगावाट तापविद्युत प्राप्त होगी। लो टेम्परेचर हीट रिकवरी सिस्टम में प्रमुख चुनौती है- ताप हस्तांतरण हेतु विशाल क्षेत्र की आवश्यकता। क्योंकि विशाल क्षेत्र के कारण अतिरिक्त दबाव कम हो जाता है, जिससे प्रणाली की लागत बढ़ जाती है। वेस्ट हीट रिकवरी सिस्टम के प्रयोग से तो आर्थिक लाभ है ही इसके अलावा यह प्रणाली पर्यावरण संरक्षण के लिए भी समान रूप से महत्वपूर्ण है क्योंकि इस प्रणाली के द्वारा एक समान मात्रा में उपयोगी ऊर्जा की प्राप्ति भी हो जाती है और जीवाश्म ईंधन भी कम मात्रा में खपत होती है।

प्रौद्योगिकियों को विकसित करने के प्रयास किए जा रहे हैं जहां अपशिष्ट ताप की पुनर्प्राप्ति लाभप्रद तरीके से की जा सके और निम्नलिखित के लिए लागू किया जा सके:

- (i) लिथियम-बेरिलियम (Li-Br), अमोनिया अवशोषण प्रणाली पर आधारित वेपर एब्जॉर्प्शन/एड्जॉर्प्शन मशीन (वीएएम) का उपयोग करके रेफ्रिजरेशन/एयर-कंडीशनिंग का उत्पादन
- (ii) कंडेन्सेट प्री-हीटिंग और फ्यूल ऑयल हीटिंग का उपयोग करके संयंत्र चक्र की दक्षता में सुधार
- (iii) मुख्य संयंत्र टर्बो-जनरेटर (टीजी) सेट से एक्वा-अमोनिया सायकिल या ऑर्गेनिक रैंकिन सायकिल का उपयोग करके विद्युत का उत्पादन
- (iv) समुद्री जल का फ्लू गैस विलवणीकरण
- (v) फ्लू गैस ब्लो डाउन रिकवरी

11.3.1.1.6 तापविद्युत संयंत्र के घटकों के उच्च जीवन प्रत्याशा के लिए उन्नत पृष्ठ अभियांत्रिकी प्रौद्योगिकियां

घिसाव, कटाव और जंग लगे विद्युत संयंत्रों के लिए पृष्ठ अभियांत्रिकी प्रौद्योगिकियां आवश्यक होती जा रही हैं क्योंकि इन संयंत्रों में इस प्रौद्योगिकी का महत्वपूर्ण प्रयोग किया जाता है। इस प्रकार, सामग्री की क्षति धारण क्षमता के संबंध में तत्काल तकनीकी आवश्यकताओं का समाधान किया जाना जरूरी है जिसमें तापविद्युत घटकों (बर्नर, लाइनर और शील्ड) के लिए उच्च तापमान वीयर और जंगरोधी सामग्री का विकास शामिल है।

11.3.1.1.7 अन्य महत्वपूर्ण क्षेत्र जहां तापविद्युत उत्पादन के लिए अनुसंधान प्रगति/मूल्यांकन आवश्यक है, का विवरण निम्नवत है:-

- एडवांस्ड अल्ट्रा सुपरक्रिटिकल (एयूएससी) तकनीक
- ग्रिड में नवीकरणीय ऊर्जा की हिस्सेदारी में वृद्धि के कारण विद्युतसंयंत्र घटकों पर चक्रीय लोडिंग के प्रभाव की पहचान करना।
- कोयले की ऑनलाइन सैम्पलिंग।
- विशेष रूप से आईजीसीसी (इंटीग्रेटेड गैसीफिकेशन कम्बाईन्ड सायकिल) प्रौद्योगिकी में उच्च तापमान पर सिनगैस की सफाई में तकनीकी प्रगति।
- इलेक्ट्रोस्टैटिक प्रीसिपिटेटर (ईएसपी) के निष्पादन में सुधार।

- तापविद्युत घटकों (बर्नर, लाइनर और शील्ड) के लिए उच्च तापमान वीयर और जंगरोध।
- अंतिम चरण के स्टीम टर्बाइन ब्लेड का डिजाइन और विकास और बेहतर प्रदर्शन के लिए बॉयलर के अंदर फ्लू गैस के प्रवाह का संतुलन।
- उप बॉयलरों और सुपरक्रिटिकल बॉयलरों की बॉयलर कम्बिनेशन कम्प्यूटेशनल फ्लूइड डायनेमिक्स (सीएफडी) मॉडलिंग।
- वाष्पीकरण के कारण हुई हानियों को कम करने के लिए जल में उच्च तापीय गुणांक स्नेहकों, योगजों में प्रयोग होने वाले नैनो कणों का विकास।
- उन्नत रूप से गैर-विध्वंशक जाँच/गैर-विध्वंशक परीक्षण (एनडीटी/एनडीई) आधारित निदान एवं संयंत्र घटकों की स्थिति के आकलन के लिए निरीक्षण उपकरण, जैसे- अल्ट्रासोनिक चरणबद्ध सरणी द्वारा कम दबाव (एलपी) टर्बाइन ब्लेड का इन-सीटू निरीक्षण।
- कोयला दहन/मिश्रित कोयला दहन के मूल्यांकन अध्ययन के लिए उन्नत सुविधाओं की स्थापना
- कोयले के प्रवाह, गुणवत्ता, ताप मान को ऑनलाइन रूप से जानने हेतु प्रौद्योगिकियों का विकास, और यूटिलिटी बॉयलरों में दहन अनुकूलन हेतु संतुलन, राख के मापन में ऑनलाइन ईंधन कैलोरी मान और बिना जले कार्बन के लिए सेंसर सिस्टम।
- बॉयलरों और ऐसे अन्य बाड़ों के अंदर दुर्गम/संकीर्ण/खतरनाक क्षेत्रों का रोबोटिक निरीक्षण
- ताप विद्युत संयंत्रों में टर्बाइन ब्लेड पर स्केलिंग की रोकथाम और पाइपिंग प्रणाली के नए उन्नत तरीके
- तापविद्युत संयंत्र में नैनो प्रौद्योगिकियों का अनुप्रयोग।
- पावर प्लांट मिशन कंट्रोल तकनीकों में ड्रोन/लाइट डिटेक्शन एंड रेंजिंग (लिडार), रोबोटिक्स जैसी नवीनतम तकनीकों के अनुप्रयोग के साथ-साथ नाइट्रस ऑक्साइड (NO_x), सल्फर ऑक्साइड (SO_x) उत्सर्जन का नियंत्रण/शमन।
- पारंपरिक तापविद्युत संयंत्रों में बायोमास के सह-दहन पर व्यवहार्यता अध्ययन
- वाष्प गैसीफायर जैसे गैर-वायु गैसीफायर का विकास
- निक्षेप, विलायक चयन का मात्रात्मक और गुणात्मक विश्लेषण और बॉयलर के लिए परिचालन के उपरांत रासायनिक सफाई की सिफारिशें
- ट्यूब पैनेल को उठाए बिना कम तापमान वाले सुपर हीटर (एलटीएसएच) ट्यूबों का रोबोटिक निरीक्षण
- बॉयलर, टर्बाइन के कल-पूर्जे आदि में सामग्री के मिश्रण की पहचान के लिए मिश्र धातु विश्लेषण
- त्वरित क्रीप परीक्षण के माध्यम से पुराने बॉयलरों के सुपर हीटर/री-हीटर ट्यूबों की स्थिति का आकलन
- दबाव वाले भागों के घटकों की धातुकर्म विफलता का विश्लेषण
- वीयर मलबे का विश्लेषण – परिक्रमण करने वाले घटकों के लिए स्नेहन तेल
- परमाणु अवशोषण स्पेक्ट्रोस्कोपी (एएएस), एक्स-रे विवर्तन (एक्सआरडी), आयन क्रोमैटोग्राफी (आईसी), कुल कार्बनिक कार्बन (टीओसी), एनर्जी डिस्पर्सिव एक्स-रे एनालाइजर (ईडीएक्स), आदि जैसे उपस्करों का उपयोग करके बॉयलर, कंडेनसर, अपशिष्ट, राख, ठंडा पानी, कोयला के अवसाद आदि का विश्लेषण
- विद्युत केन्द्रों से क्षमता और बलगतिकी के लिए आयन एक्सचेंज रेजिन और सक्रिय कार्बन की निगरानी।
- घूर्णन मशीनों की कंपन समस्याओं का निदान।
- डिजॉल्व गैस एनालिसिस (डीजीए), पोलराइजेशन एंड डीपोलराइजेशन करंट (पीडीसी) माप, रिकवरी वोल्टेज विधि (आरवीएम) माप के माध्यम से उच्च वोल्टेज ट्रांसफार्मर की स्थिति की निगरानी और समयावधि का मूल्यांकन और फरफ्यूरल सामग्री और पोलिमराइजेशन की माप
- टर्बाइन निक्षेप, संक्षारण उत्पादों, बहिःस्राव में भारी धातुओं आदि की विशेषता के वर्णन के लिए विशेष विश्लेषणात्मक समर्थन।

- प्रारंभिक दोषों का शीघ्र पता लगाकर स्विचयार्ड की स्थिति का आकलन

11.3.1.2 जल विद्युत उत्पादन क्षेत्र के लिए अनुसंधान एवं विकास की पहल

भारत में भारी मात्रा में जलविद्युत उत्पादन की क्षमता है और वैश्विक परिदृश्य में जलविद्युत उत्पादन की क्षमता के मामले में हमारा देश 5वें स्थान पर है। केविप्रा द्वारा किए गए आकलन के अनुसार, बड़े जलविद्युत संयंत्र (25 मेगावाट से अधिक) से कुल जलविद्युत उत्पादन क्षमता 2,35,590.6 मेगावाट है। इसमें से पंप स्टोरेज क्षमता 90,270.6 मेगावाट है और शेष जलविद्युत क्षमता 1,45,320 मेगावाट है। जलविद्युत उत्पादन के क्षेत्र में अनुसंधान पर मुख्य रूप से ध्यान केन्द्रित होना चाहिए और विभिन्न मामले जैसे- टर्बाइनों के लिए ऑपरेटिंग रेंज का चौड़ीकरण, गाद क्षरण से बचने के लिए उपयुक्त कोटिंग्स का विकास, टर्बाइनों के क्षणिक संचालन आदि का बारीकी से अध्ययन किया जाना चाहिए।

जिस क्षेत्र में व्यापक अनुसंधान एवं विकास किए जाने हैं उसका विवरण निम्नवत है:-

1. कैविटेशन/वोर्टेक्स रोप का शमन
2. गाद का क्षरण और संक्षारण

चिह्नित किए गए निम्नलिखित क्षेत्रों में पुनः अनुसंधान और विकास किए जा सकते हैं:-

- पानी ले जाने/पानी के अंदर वाले घटकों/भागों/उपकरणों जैसे हाइड्रो टर्बाइन ब्लेड, रनर, गाइड वेन्स, वाटर कंडक्टर सिस्टम आदि के लिए नई बेहतर गाद क्षरण प्रतिरोधी और अम्लीय-रोधी सामग्री।
- उत्पादन योजना के लिए नदी प्रवाह का मापन, बाढ़ पूर्वानुमान में जीआईएस/जीपीएस का अनुप्रयोग।
- उत्पादन योजना में अल्पावधि मौसम पूर्वानुमान का अनुप्रयोग।
- टर्बाइनों में गुहिकायन से संबंधित घटना का विश्लेषण और निगरानी।
- बड़े आकार की गुफाओं के लिए चट्टान स्थिरीकरण तकनीक।

निम्नलिखित क्षेत्र की तकनीकी प्रगति पर विचार किया जाना चाहिए:-

- सुरक्षित और शीघ्रता से निर्माण के लिए मुलायम चट्टान/भंगुर हिमालयी भूविज्ञान में सुरंग निर्माण तकनीक/पद्धति।
- बांध के निर्माण के लिए सीपेज नियंत्रण उपाय के रूप में सुरंगों की खुदाई और बांध के निर्माण के दौरान अव्यवस्थित भूगर्भिक संरचना से निपटने के उपाय
- पीएसपी के लिए परिवर्तनशील स्पीड ड्राइव का देश में विकास
- सिल्ट फ्लशिंग गेट्स, न्यूमेरिकल फ्लो सिमुलेशन, जलविद्युत संयंत्र के घटकों के निष्पादन अनुकूलन की सेवा अवधि बढ़ाने के उपायों और कम्प्यूटेशनल फ्लुइड डायनेमिक्स (सीएफडी) का उपयोग करके डी-सिल्टिंग चैंबर की दक्षता में सुधार हेतु उपायों का विश्लेषण
- एचईपी के लिए विशिष्ट और पिछले अनुभवों के आधार पर उच्च जोखिम पूर्वानुमानित रखरखाव सहित ओ एंड एम विधियों पर सॉफ्टवेयर का देश में विकास
- साइबर हमलों से बचने के लिए जलविद्युत संयंत्र के नियंत्रण और सुरक्षा प्रणाली के लिए सॉफ्टवेयर का देश में विकास। (इसे संपूर्ण विद्युत प्रणाली के लिए सामान्य बनाया जा सकता है)
- भारत के उत्तर-पूर्वी भाग में प्रचलित पानी के भीतर के हिस्सों के लिए अम्लीय जल प्रतिरोधी कोटिंग सामग्री या धातु मिश्र धातुओं का विकास

- नियंत्रण और सुरक्षा प्रणाली का अनुकूलन और उन्नयन करने के लिए नैनो तकनीक का उपयोग। (इसे संपूर्ण विद्युत प्रणाली के लिए सामान्य बनाया जा सकता है)
- नो-लोड रन/रन-अवे, लोड रिजेक्शन, और स्टार्ट-अप के साथ-साथ टर्बाइन के शटडाउन के दौरान क्षणिक गतिशील व्यवहार और रनर ब्लेड लोडिंग को ध्यान में रखते हुए फ्रांसिस टर्बाइन की एक रणनीतिक स्टार्ट-अप और शटडाउन तकनीक विकसित की जा सकती है
- बियरिंग्स के लिए पीटीएफई (पॉलीटेट्राफ्लोरोइथाइलीन) सामग्री और इलेक्ट्रिक केबलों के लिए उच्च गुणवत्ता वाले एक्सएलपीई यौगिक का देश में विकास
- सीआरजीओस्टील और रेजिन इंसुलेटेड पेपर (आरआईपी)/रेसिन इंसुलेटेड सिंथेटिक (आरआईएस) कंडक्टर बुशिंग का देश में विकास। (इसे संपूर्ण विद्युत प्रणाली के लिए साझा बनाया जा सकता है)
- कॉम्पैक्ट जनरेटर और ट्रांसफार्मर के विकास के क्षेत्र में अनुसंधान
- कार्यक्षमता में वृद्धि हेतु जनरेटर का आधुनिकीकरण
- 400 केवी और उससे अधिक क्षमता वाले जनरेटर-ट्रांसफार्मर (जीटी) की साइट असेम्बली और स्वीकृति परीक्षण
- टर्बाइन की दक्षता के ऑनलाइन मापन के लिए निगरानी प्रणाली
- आर्च बांधों के लिए निर्माण पद्धति
- उच्च क्षमता वाले टर्बाइनों के लिए स्प्लटर रनर का देश में विकास
- दक्षता में वृद्धि और न्यूनतम कैविटेशन के लिए हाइड्रो टर्बाइन डिजाइन के अनुकूलन के लिए कम्प्यूटेशनल फ्लूइड डायनेमिक्स (सीएफडी) उपकरणों का देश में विकास

11.3.2 विद्युत पारेषण में अनुसंधान के महत्वपूर्ण क्षेत्र

विद्युत पारेषण में अनुसंधान एवं विकास, विद्युत के हस्तांतरण के लिए एक विश्वसनीय, सुरक्षित और कुशल प्रणालियों पर ध्यान केंद्रित करेगा। जहाँ यूटिलिटीज/संगठनों द्वारा प्रायोगिक परियोजनाओं के माध्यम से नई प्रौद्योगिकियों के प्रदर्शन और मूल्यांकन पर अधिक बल दिया जाएगा, वही निर्माण संगठन द्वारा नई प्रौद्योगिकियों/उत्पादों के विकास पर अधिक बल दिया जाएगा। अनुसंधान और विकास हेतु ध्यान दिए जाने वाले क्षेत्रों का वर्णन निम्नवत है:-

11.3.2.1 पारेषण टावर और कंडक्टर के लिए नए डिजाइन

पारेषण टावर और कंडक्टर, विद्युत हस्तांतरण में प्रमुख भूमिका निभाते हैं। शहरी और औद्योगिक क्षेत्रों में विद्युत की बढ़ती मांग को पूरा करने के लिए उत्पादन केन्द्रों से भारी मात्रा में विद्युत हस्तांतरण की आवश्यकता होती है। पर्यावरणीय मंजूरी प्राप्त करने में बाधाओं के कारण, और राइट ऑफ वे (आरओडब्ल्यू) प्राप्त करने के लिए, कॉम्पैक्ट पारेषण लाइनों की शुरुआत परंपरागत के लिए एक वैकल्पिक विकल्प है। कॉम्पैक्ट पारेषण लाइनों को कम आरओडब्ल्यू और कम टॉवर आयामों का लाभ प्राप्त होता है।

उच्च तापमान और कम सैग (एचटीएलएस) कंडक्टर के साथ मौजूदा लाइनों का पुनर्संचालन विद्युत हस्तांतरण क्षमता में वृद्धि करने का एक व्यवहार्य विकल्प है। कार्यान्वयन के लिए कॉम्पैक्ट टावरों के डिजाइन पहलुओं और विभिन्न प्रकार के एचटीएलएस कंडक्टरों के व्यवहार्यता अध्ययन का पता लगाया जाना है।

पारेषण लाइन निर्माण के कारण हुई पर्यावरणीय क्षति के बारे में बढ़ती चिंताओं और टावर सामग्री को कम करने की आवश्यकता के साथ जोड़े गए टावरों की साईटिंग के विरोध ने इन बातों को अनिवार्य कर दिया है- घटे “राइट ऑफ वे” के साथ नए टॉवर की डिजाइन और अपेक्षाकृत पतली संरचना।

• बृहद मात्रा में विद्युत हस्तांतरण को ध्यान में रखते हुए, पारेषण लाइनों के लिए उच्च तापमान विद्युत कंडक्टरों का विकास आवश्यक है। इस क्षेत्र में प्रमुख चुनौतियां हैं-पारेषण घाटे को दूर करना, मौजूदा लाइनों पर विद्युत पारेषण में वृद्धि करना और नई लाइनों के लिए अधिक कुशल विद्युत कंडक्टरों का विकास करना। भविष्य में पारेषण प्रणाली में कुशल विद्युत पारेषण प्रणाली के विकास में की जाने वाली हिस्सेदारी बढ़ने वाली है और वर्तमान परिदृश्य को ध्यान में रखते हुए यह राष्ट्रीय प्राथमिकता बन जाएगी।

11.3.2.2 एचवीडीसी पारेषण

हाई वोल्टेज डायरेक्ट करंट (एचवीडीसी) के पारेषण के कार्यान्वयन को ध्यान में रखते हुए उपकरणों का देश में उत्पादन करने की आवश्यकता पड़ सकती है। निम्नलिखित पहलुओं पर अनुसंधान किए जाएंगे-

1. डीसी विद्युत क्षेत्र, उपकरण और इलेक्ट्रोड पर कोरोना अध्ययन;
2. डीसी इलेक्ट्रिक स्ट्रेस के तहत बुशिंग का प्रदर्शन,
3. ट्रांसफार्मर इन्सुलेशन पर डीसी स्ट्रेस का प्रभाव,
4. एजिंग अध्ययन,
5. नैदानिक उपकरणों का विकास,
6. ओवरहेड पारेषण लाइन,
7. बुशिंग और ट्रांसफार्मर

अनुसंधान के कुछ अन्य संभावित क्षेत्र इस प्रकार हैं:-

- वोल्टेज सोर्स कन्वर्टर (वीएससी) आधारित एचवीडीसी पारेषण, मेशड ग्रिड्स के बीच बृहद मात्रा में विद्युत हस्तांतरण के लिए एक आकर्षक विकल्प बन गया है। वीएससी आधारित एचवीडीसी पारेषण के फायदे हैं- कन्वर्टर टर्मिनल पर एक्टिव और रिएक्टिव पॉवर की उच्च नियंत्रणीयता और स्थिरता में सुधार करने की क्षमता।
- यदि ग्राउंड इलेक्ट्रोड पथ अलग-थलग हो जाता है, तो एचवीडीसी सिस्टम के लिए हाई स्पीड ग्राउंडिंग स्विच (एचएसजीएस) की आवश्यकता होती है, जो स्टेशन न्यूट्रल को स्टेशन ग्राउंड से जोड़ देता है।

• ट्रांसफॉर्मर रहित एचवीडीसी पारेषण की अवधारणा।

• वीएससी आधारित एचवीडीसी पारेषण तकनीक को अपनाने के लिए, एचवीडीसी प्रणाली के लिए हाई स्पीड ग्राउंडिंग स्विच और विद्युत क्षेत्र में ट्रांसफॉर्मर रहित एचवीडीसी पारेषण प्रणाली की अवधारणा को अपनाने के लिए, व्यापक स्वीकार्यता और कार्यान्वयन हेतु अनुभव प्राप्त करने के लिए पायलट प्रोजेक्ट अध्ययन की आवश्यकता है।

11.3.2.3 फ्लेक्सिबल करंट ट्रांसमिशन सिस्टम (फैक्ट्स) उपकरणों के लिए नियंत्रकों का विकास

भारतीय विद्युत प्रणाली में फैक्ट्स उपकरणों का अनुप्रयोग प्रस्तावित है, जिसे प्रणाली अध्ययनों के माध्यम से व्यापक समर्थन दिया गया है। फैक्ट्स उपकरणों का देश में विकास और इसके नियंत्रण की दिशा में अनुसंधान आवश्यक है और इसका उद्देश्य फैक्ट्स उपकरणों के लिए नियंत्रकों को डिजाइन और विकसित करना है जैसे: स्टैटिक कम्पेंसैटर, एचवीडीसी, मल्टी-टर्मिनल एचवीडीसी, स्विचेबल शंट रिएक्टर, सीरीज और शंट एचवीडीसी टैप, यूनिफाइड पावर फ्लो कंट्रोलर (यूपीएफसी), इंटरलाइन पावर फ्लो कंट्रोलर (आईपीएफसी), और स्टैटिक सिंक्रोनस कम्पेंसैटर (स्टैटकॉम), स्टैटिक सिंक्रोनस सीरीज कम्पेंसैटर (एसएसएससी) और नेटवर्क में इसकी तैनाती। वास्तविक समय में नियंत्रक के प्रदर्शन का अध्ययन किया जाना है।

सर्किट ब्रेकरों के नियंत्रित स्विचिंग के लिए नियंत्रक विकसित करने की आवश्यकता है, जो सर्किट ब्रेकर के संपर्कों को ट्रिप कॉइल्स के समय पर निर्भर नियंत्रक द्वारा बंद कर सकता है या खोल सकता है, ताकि अवांछित संक्रमण को खत्म किया जा सके। इस दिशा में गहन शोध की आवश्यकता है।

11.3.2.4 1200 केवी यूएचवी एसी सिस्टम के लिए उपकरणों डिजाइनिंग और इसका विकास

विद्युत क्षेत्र के विकास के लिए मुख्य रूप से प्रणाली और विद्युत निकासी में मजबूती प्रदान करने के लिए उच्च वोल्टेज स्तरों पर नेटवर्क में विद्युत अनुकूलन के लिए स्वदेशी प्रौद्योगिकी के विकास की आवश्यकता है। 1200 केवी यूएचवी पारेषण प्रणाली में लगने वाले प्रमुख उपकरण स्वदेशी रूप से विकसित किए जाने चाहिए।

11.3.2.5 भूकंपरोधी उपकेन्द्र की डिजाइनिंग और इसका विकास

भूकंप आने के दौरान एवं इसके पश्चात विद्युत उपकरणों की विश्वसनीयता बनाए रखना और इसे सुरक्षित रखना आवश्यक है। यह अलग-अलग उपकेन्द्र के घटकों जैसे ट्रांसफॉर्मर, बुशिंग, स्विचगियर आदि की भूकंपीय प्रतिक्रिया पर निर्भर करता है।

11.3.2.6 विद्युत प्रणाली परिचालन और निगरानी में प्रयोगार्थ मशीन लर्निंग और कृत्रिम बुद्धिमत्ता, बिग डेटा, इंटरनेट ऑफ थिंग्स, क्लाउड कंप्यूटिंग, ब्लॉक चेन आदि जैसी तकनीकों की विशेषताओं की खोज।

उद्योग 4.0 के वर्तमान युग में जहां आईटी और संचार प्रौद्योगिकी का प्रभाव नागरिकों के जीवन में बड़ा बदलाव ला रहा है, वहीं मशीन लर्निंग और कृत्रिम बुद्धिमत्ता की क्षमता, बिग डेटा, इंटरनेट ऑफ थिंग्स की क्षमता, क्लाउड कंप्यूटिंग की शक्ति, ब्लॉक चेन आर्किटेक्चर की सुरक्षा आदि पर खोज करने की जरूरत है और इसे अधिक सुरक्षित, कुशल और विश्वसनीय बनाने के लिए विद्युत पारेषण प्रणाली में लागू करने की जरूरत है।

11.3.2.7 ट्रांसफॉर्मर तेल के लिए नैनो-डोपड तेल और पर्यावरण अनुकूल तरल जैसे वैकल्पिक तरल पदार्थों का अन्वेषण

नैनो-तरल पदार्थ नैनोकणों के स्थिर निलंबन वाले तरल पदार्थों का ही एक वर्ग है, जिसका आकार आमतौर पर 100 एनएम से कम होता है। विभिन्न शोध अध्ययनों से पता चला है कि नैनो-कण को ट्रांसफॉर्मर तेल में मिलाने पर विभिन्न विद्युत और तापीय गुणों में सुधार आ सकता है। ट्रांसफॉर्मर के परिचालन के निष्पादन में सुधार के लिए इस तरह के प्रतिबद्ध नैनो-मटेरियल डोपड तेल को और विकसित किया जा सकता है। इसके अलावा, पारेषण प्रणाली को पर्यावरण के अनुकूल बनाने के लिए प्राकृतिक एस्टर जैसे ट्रांसफॉर्मर तेल के बायोडिग्रेडेबल विकल्प भी विकसित किए जा सकते हैं।

11.3.2.8 एसएफ 6 गैस के एक विकल्प के रूप में पर्यावरण के अनुकूल डाइइलेक्ट्रिक गैस का अन्वेषण

SF6 एक ग्रीनहाउस गैस है, वातावरण में इसके रिसाव की स्थिति में यह पर्यावरण पर प्रतिकूल प्रभाव डालती है। पारेषण प्रणाली उपकरण के कारण पर्यावरण पर पड़ने वाले प्रतिकूल प्रभाव को कम करने के लिए SF6 गैस के पर्यावरण अनुकूल विकल्पों का विकास किया जा सकता है।

11.3.2.9 पारेषण लाइनों और उपकेन्द्रों की निगरानी और रखरखाव के लिए निरीक्षण रोबोट का विकास

रिमोट द्वारा नियंत्रित पारेषण लाइन निरीक्षण और रखरखाव करने वाले रोबोट, जो उच्च वोल्टेज लाइन कंडक्टरों के साथ स्वायत्त रूप से गति करता है और नियंत्रण मॉड्यूल को डेटा भी भेजता है और साथ ही लाइन पर मामूली रखरखाव कार्य भी करता है, पारेषण प्रणाली के कुशल प्रबंधन में मदद कर सकता है। इसी तरह, स्विचयार्ड उपकरण और घटकों में हुई किसी भी क्षति का नियमित निरीक्षण करने वाले एक स्वायत्त उपकेन्द्र रोबोट को भी विकसित किया जा सकता है। ऐसे रोबोटों का उपयोग यूटिलिटी के कर्मचारियों को पारेषण लाइनों और उपकेन्द्रों में उन क्षेत्रों को परिचालन में मदद देगा

जिनका भौतिक रूप से निरीक्षण करना मुश्किल है। इस सुविधा के कार्यान्वयन के कारण उत्पन्न होने वाले विभिन्न साइबर सुरक्षा पहलुओं को कार्यान्वयन से पहले देखरेख में रखा जा सकता है।

11.3.2.10 ट्रांसफॉर्मर निरीक्षण रोबोट का विकास

ट्रांसफॉर्मर के आंतरिक घटकों का निरीक्षण करने के लिए ट्रांसफॉर्मर के सीमित स्थान के अंदर प्रवेश करना, मनुष्य के लिए जोखिम भरा कार्य है। मानव निरीक्षण द्वारा ट्रांसफॉर्मर से तेल निकालने और ट्रांसफॉर्मर के निरीक्षण के बाद फिर से तेल आदि भरने की लंबी प्रक्रिया में महत्वपूर्ण डाउनटाइम की आवश्यकता होती है। ट्रांसफॉर्मर निरीक्षण रोबोट, आउटेज लेने के बाद ट्रांसफॉर्मर के शीघ्रता से निरीक्षण में मदद करेगा जिससे लागत और समय की बचत होगी।

11.3.2.11 फेजर मेजरमेंट यूनिट्स (पीएमयू) के साथ रियल-टाइम वाइड एरिया प्रोटेक्शन सिस्टम का विकास

वर्तमान में, सिन्क्रो फेजर माप मुख्य रूप से विद्युत प्रणाली की निगरानी, मॉडल का सत्यापन, घटना के उपरांत विश्लेषण, रियल-टाइम डिस्प्ले इत्यादि के लिए उपयोग किया जाता है। हालाँकि, निगरानी और दृश्यता की तुलना में सिन्क्रो फेजर्स में अधिक क्षमता होती है। रियल टाइम सिन्क्रो फेजर मापन का उपयोग नियंत्रण और सुरक्षा योजनाओं में किया जा सकता है, जिसे वाइड एरिया मॉनिटरिंग, प्रोटेक्शन और कंट्रोल सिस्टम कहा जाता है। ये योजनाएँ रियल टाइम आधार पर सिन्क्रो फेजर मापन का उपयोग करके विद्युत प्रणाली की सुरक्षा और नियंत्रण के लिए कार्य करेंगी। इस प्रकार यह, ग्रिड परिचालन के लिए तेज़ और स्वचालित समाधान प्रदान करता है। इसके अलावा, यह रियल टाइम पावर स्विंग डिटेक्शन, फॉल्ट डिटेक्शन, वोल्टेज स्टेबिलिटी, पावर ऑसिलेशन डैम्पिंग और नेटवर्क आइलैंडिंग स्कीम में मददगार सिद्ध होगा। पीएमयू से नियंत्रण केन्द्र तक आँकड़ों का विश्वसनीय पारंपरिक सुनिश्चित किया जाना चाहिए।

11.3.2.12 पारिषण के क्षेत्र में अनुसंधान और विकास के अन्य प्रमुख क्षेत्रों का विवरण निम्नवत है-

- प्रणाली की सुरक्षा और ऑपरेटर प्रशिक्षण सॉफ्टवेयर और सिमुलेशन उपकरण
- गैस इंसुलेटेड ट्रांसमिशन लाइन्स (जीआईटीएल)
- बृहद मात्रा में विद्युत के हस्तांतरण के लिए एक्स्ट्रा हाई वोल्टेज (ईवीएच) केबल और सबमरीन केबल
- सुपरकंडक्टिंग मैग्नेटिक एनर्जी स्टोरेज सिस्टम (एसएमईएस)
- अल्टरनेट फॉल्ट करंट लिमिटर्स

(क). सुपरकंडक्टिंग फॉल्ट करंट लिमिटर का विकास एवं क्षेत्र में इसका परीक्षण

सुपरकंडक्टिंग फॉल्ट करंट लिमिटिंग उपकरण सुपरकंडक्टर तत्व के गुण पर निर्भर करते हैं, जो अपने आवश्यक स्तर से अधिक मात्रा में करंट पर सुपरकंडक्टिंग अवस्था से प्रतिरोधक अवस्था में आ जाते हैं। ग्रिड में इसे स्थापित किए जाने के उपरांत जब कोई त्रुटि की घटना होती है तो सिस्टम फॉल्ट करंट के कारण करंट में आवश्यक स्तर से अधिक वृद्धि हो जाती है, अतः सुपरकंडक्टर को अपनी उच्च प्रतिरोध स्थिति में जाने को बाध्य कर देता है, और बदले में यह फॉल्ट करंट को सीमित कर देता है। इसके पास फॉल्ट करंट स्तर के पहले आधे चक्र के भीतर ही फॉल्ट करंट स्तर को कम करने की क्षमता है, जिसके फलस्वरूप विद्युत प्रणाली की क्षणिक स्थिरता में वृद्धि हो जाती है। ये उपकरण फॉल्ट की स्थिति में स्व-विनियमित हो जाते हैं और फॉल्ट से सुरक्षा प्रदान करते हैं, जिसका विकास, फॉल्ट करंट लिमिटेशन तकनीकों में एक अत्यंत आवश्यक सफलता सिद्ध हो सकती है।

(ख) सॉलिड स्टेट फॉल्ट करंट लिमिटर का विकास

सॉलिड स्टेट फॉल्ट करंट लिमिटर सिस्टम में फॉल्ट करंट का पता लगाने और उसे सीमित करने के लिए विद्युत इलेक्ट्रॉनिक्स आधारित प्रणाली का उपयोग करता है। जैसे ही फॉल्ट करंट उत्पन्न होता है, पहली बार पीक से पहले,

उपकरण गतिशील रूप से लाइन में अतिरिक्त प्रतिबाधा डाल देता है, इस प्रकार फॉल्ट करंट को वांछित स्तर तक सीमित कर देता है ताकि सर्किट ब्रेकर करंट को बाधित कर सके। उपकरण अपने तात्कालिक परिचालन के लिए थायरिस्टर्स जैसे घटकों की तेजी से कार्य करने की क्षमताओं पर निर्भर करता है।

- ट्रांसफार्मर के लिए उच्च गुणवत्ता वाले प्रेसबोर्ड इन्सुलेशन
- रेज़िन इम्प्रेग्रेटेड पेपर (आरआईपी)/रेज़िन इम्प्रेग्रेटेड सिंथेटिक (आरआईएस) बुशिंग
- एसएफ 6 वाली बड़ी क्षमता वाली पावर ट्रांसफॉर्मर तकनीक
- पारेषण संपत्तियों की जीआईएस मैपिंग
- पारेषण और वितरण (टीएंडडी) हानियों में कमी
- ट्रांसफार्मर रहित एचवीडीसी पारेषण
- ईमर्जेन्सी रिस्टोरेशन सिस्टम (ईआरएस) का विकास
- टेलीविजन (टीवी) और संचार संकेतों के साथ विद्युत चुम्बकीय हस्तक्षेप में कमी
- ट्रांसफॉर्मर के लिए बायोडिग्रेडेबल इंसुलेटिंग ऑयल, टर्बो-जेनरेटर के लिए लुब्रिकेटिंग ऑयल।
- हाई-वोल्टेज रिकवरी ट्रांसफॉर्मर।
- कठिन और दुर्गम क्षेत्रों में विद्युत प्रणाली उपकरणों के निर्माण, पर्यवेक्षण, संचालन और रखरखाव में रोबोटिक्स और मानव रहित हवाई वाहनों (यूएवी जैसे ड्रोन) का उपयोग।
- ओवरहेड कंडक्टरों के बाहरी आवरण का विकास
- बड़े पैमाने पर नवीकरणीय ऊर्जा एकीकरण के लिए तकनीकों का विकास
- द्वि-दिशात्मक विद्युत प्रवाह के लिए अनुकूल सुरक्षा प्रणाली का विकास
- साइबर सुरक्षा से सुसज्जित निगरानी और नियंत्रण प्रणाली का विकास
- ट्रांसफॉर्मर में ओवर फ्लक्सिंग घटनाएं और इसे रोकने और नियंत्रित करने के साधन
- ट्रांसफार्मर में अवांछित नुकसान का उन्मूलन
- ट्रांसफॉर्मर में चुम्बकत्व घटना और उसके लिए विनिर्देश के साथ उसकी सुरक्षा
- ट्रांसफॉर्मर के लिए स्टैटिक टैप-चेंजर
- तटवर्ती क्षेत्रों के चक्रवात संभावित क्षेत्रों में एक फ्लेक्सिबल विद्युत प्रणाली के लिए टावर और सामग्री
- पारेषण लाइनों की उपलब्ध हस्तांतरण क्षमता और अंतर/अंतः क्षेत्रीय पारेषण क्षमता में वृद्धि

11.3.2.13 भारत को आत्मनिर्भर बनाने वाली निम्नलिखित तकनीकों का भी देश में विकास किया जा सकता है:-

- हाई वोल्टेज डायरेक्ट करंट (एचवीडीसी) और फ्लेक्सिबल अल्टरनेटिंग करंट ट्रांसमिशन सिस्टम (फैक्ट्स) के घटक
- गैर-पारंपरिक उपकरण ट्रांसफॉर्मर (ऑप्टिकल करंट ट्रांसफॉर्मर / वोल्टेज ट्रांसफॉर्मर) सहित डिजिटल उपकेन्द्र के घटक
- विस्तृत क्षेत्रों की निगरानी प्रणाली के लिए फेजर मेजरमेंट यूनिट और फेजर डेटा कंसंट्रेटर
- विस्तृत क्षेत्र में संचार के कुशल प्रबंधन और सुरक्षा के लिए वर्चुअल डिस्ट्रिब्यूटेड नेटवर्क (वीडीएन) जैसी नवीनतम तकनीकों के कार्यान्वयन का पता लगाया जा सकता है।

11.3.3 विद्युत वितरण के लिए अनुसंधान के प्रमुख क्षेत्र

विद्युत प्रणाली की पूरी श्रृंखला का सबसे महत्वपूर्ण हिस्सा वितरण प्रणाली है क्योंकि यह उपभोक्ताओं से सीधे जुड़ा हुआ है। वितरण सर्किट में बड़ी मात्रा में प्रणाली हानि हो जाती है और वितरण हार्डवेयर की खरीद और इसकी स्थापना में ही विद्युत प्रणाली निवेश के एक महत्वपूर्ण हिस्से की खपत हो जाती है। हाल के दिनों में, स्मार्ट ग्रिड का विकास और रूफ टॉप

सौर ऊर्जा का उपयोग, स्टोरेज और इलेक्ट्रिक वाहनों (ईवी) को अपनाने से वितरण नेटवर्क के कार्य करने का एक नया मार्ग प्रशस्त होगा।

वितरण क्षेत्र में अनुसंधान और विकास में प्राथमिकता देने की आवश्यकता है क्योंकि दक्षता, वित्तीय व्यवहार्यता और वितरण प्रणाली में नुकसान समस्त विद्युत क्षेत्र की आर्थिक व्यवहार्यता के साथ-साथ विद्युत आपूर्ति की विश्वसनीयता और गुणवत्ता को प्रभावित करते हैं। वितरण प्रणाली में अनुसंधान एवं विकास निम्नलिखित उद्देश्यों पर आधारित होना चाहिए:-

- सभी उपभोक्ताओं को 24x7 विश्वसनीय, गुणवत्तापूर्ण और किफायती बिजली प्रदान करना
- न्यूनतम तकनीकी और वाणिज्यिक नुकसान
- मैनुअल मीटरिंग, बिलिंग और संग्रह की कमियों को दूर करने के लिए प्री-पेड मोड में मीटरों के उपयोग द्वारा 100% मीटरिंग, बिलिंग और संग्रह
- प्रणाली के बेहतर प्रबंधन और योजना के लिए डेटा अधिग्रहण, डेटा विश्लेषण और नियंत्रण के लिए सूचना प्रौद्योगिकी का उपयोग करना
- अधिक से अधिक उपभोक्ता संतुष्टि/उपभोक्ता शिकायतों का शीघ्रता से निपटान

मौजूदा वितरण प्रणाली के कई क्षेत्रों में सावधानीपूर्वक ध्यान देने की आवश्यकता है जैसे घाटे में कमी, 100% मीटरिंग, बिलिंग और संग्रह दक्षता, वितरण स्वचालन, स्मार्ट मीटरिंग, हार्मोनिक्स में कमी, डिमांड साइड मैनेजमेंट (डीएसएम), सोलर रूफ टॉप प्रणाली का एकीकरण, माइक्रोग्रिड्स, एनर्जी स्टोरेज सिस्टम आदि।

विद्युत वितरण प्रणाली के डिजिटल उन्नयन के लिए वर्तमान परिचालन को अनुकूलित करने के साथ-साथ वैकल्पिक ऊर्जा उत्पादन के लिए नए रास्ते खोलने के लिए स्मार्ट ग्रिड एक स्पष्ट लक्ष्य प्रदान करता है। दूरस्थ निगरानी के लिए पर्यवेक्षी नियंत्रण और डेटा अधिग्रहण (स्काडा) प्रणाली/वितरण प्रबंधन प्रणाली (डीएमएस)/ और विभिन्न नेटवर्क तत्वों के नियंत्रण हेतु उन्नत वितरण प्रबंधन प्रणाली (एडीएमएस) की तैनाती ताकि मानवयुक्त सबस्टेशनों में मानवीय कार्यबल की आवश्यकता को कम किया जा सके, के साथ वितरण नेटवर्क की विश्वसनीयता में सुधार लाया जा सकता है। डीएमएस/एडीएसएम, एससीएडीए की निगरानी और नियंत्रण कार्यक्षमता को वितरण ट्रांसफार्मरों में प्राप्त करता है। उपकेन्द्रों पर रिमोट टर्मिनल यूनिट (आरटीयू) और फॉल्ट पैसेज इंडिकेटर्स (एफपीआई) लगाए गए हैं। वितरण क्षेत्र में अनुसंधान के कुछ महत्वपूर्ण क्षेत्र का विवरण निम्नवत है:-

11.3.3.1 वितरण स्वचालन (डीए)

वितरण क्षेत्र में अनुसंधान और विकास कार्य का उद्देश्य पूर्ण पैमाने पर वितरण स्वचालन प्रणाली की स्वदेशी जानकारी विकसित करना होना चाहिए, जो प्राथमिक उपकेन्द्रों से लेकर उपभोक्ता स्तर के तीव्र स्वचालन तक को समाहित कर सके। विद्युत वितरण स्वचालन के लिए भावी शोध की निम्न पहल हो सकती है:-

- ग्राहक स्तर तीव्र स्वचालन प्रणाली
- कम्प्यूटर सहायता प्राप्त वितरण ट्रांसफार्मर की निगरानी और नियंत्रण
- उपकेन्द्र और फीडर के स्तर पर स्वचालन
- वितरण स्वचालन के लिए डेटा संचार प्रणाली
- वितरण स्वचालन सॉफ्टवेयर का विकास और मानकीकरण

इसके अलावा, भविष्य के स्मार्ट ग्रिड के लिए वितरण स्वचालन के लिए आईसी 61850 के अनुरूप रिले और सेंसर को विकसित किए जाने की आवश्यकता है।

11.3.3.2 फीडर लोड की विशेषताएं

अलग-अलग फीडर लोड अपने व्यवहार में व्यापक रूप से भिन्न होते हैं। फीडरों की विशेषता के विश्लेषण हेतु अध्ययन के लिए एक कार्यप्रणाली विकसित करने की आवश्यकता है। यह तकनीक अपेक्षाकृत सरल होनी चाहिए और इसमें शामिल प्रयास हेतु सटीकता को अनिवार्य रूप से संज्ञान में रखा जाना चाहिए, क्योंकि किसी भी वितरण इकाई में बड़ी संख्या में फीडर लगे होते हैं, और अगले दिन के लिए कुल लोड वक्र में उनके योगदान की सटीक भविष्यवाणी करने की आवश्यकता होती है, ताकि उत्पादन कंपनियों से ऊर्जा आपूर्ति हेतु अनुबंध किया जा सके।

11.3.3.3 सुरक्षा और संरक्षण

पारंपरिक वितरण योजनाओं में, मुख्य रूप से ओवर-करंट रिले और फ्यूज के माध्यम से लोड संरक्षित होते हैं। एक स्मार्ट ग्रिड में अधिक परिष्कृत सुरक्षा प्रदान करने की सुविधा होती है। इसके अलावा, रिमोट कंट्रोल के माध्यम से फीडर को संचालित करने की क्षमता, कम आवृत्ति स्थितियों और वोल्टेज पतन की स्थिति में लोड नियंत्रण की संभावना विकसित करती है।

11.3.3.4 मोबाइल उपकेन्द्र का विकास

उपकेन्द्रों में भूकंप, चक्रवात, बाढ़, आग और ट्रांसफॉर्मर, तोड़फोड़ के प्रयास आदि जैसी आपदाएं विद्युत परिचालन और वितरण प्रणाली की उपलब्धता पर प्रतिकूल प्रभाव डाल सकती हैं। जब व्यवधान लंबे समय तक रहता है, तो एक मोबाइल उपकेन्द्र, जिसे एक स्थान से दूसरे स्थान पर ले जाया जा सकता है, आपातकालीन पुनर्बहाली प्रणाली के रूप में कार्य करते हुए क्षतिग्रस्त उपकेन्द्र उपकरण को दूर करके, पारंपरिक बहाली कार्यों के लिए समय की अनुमति देकर, ग्रिड कनेक्शन को फिर से स्थापित करने में महत्वपूर्ण भूमिका निभा सकता है।

11.3.3.5 जगह की कमी वाले क्षेत्रों के लिए भूमिगत उपकेन्द्र

जगह की कमी के कारण, शहर के भीतरी क्षेत्रों में नए ट्रांसफॉर्मर उपकेन्द्र बनाना या मौजूदा सुविधाओं का विस्तार करना एक चुनौतीपूर्ण कार्य है। शहरी विकास परियोजनाओं के लिए और दुनिया भर के अन्य घनी आबादी वाले क्षेत्रों के लिए शहरी वातावरण में कॉम्पैक्ट और डिस्क्रीट ट्रांसफॉर्मर उपकेन्द्र की मांग बढ़ रही है।

11.3.3.6 डिजिटल ऊर्जा मीटर का विकास (आईईसी 61850-9-2 के अनुपालन में)

दुनिया तेजी से डिजिटलीकरण की ओर बढ़ रही है। पारेषण प्रणाली में, प्रोसेस बस के साथ डिजिटल उपकेन्द्र धीरे-धीरे पायलट स्तर से वाणिज्यिक संस्थापना की ओर बढ़ रहा है। उपकेन्द्रों में नॉन-कन्वेंसनल (ऑप्टिकल) इंस्ट्रूमेंट ट्रांसफॉर्मर (ओनसीआईटी) को अपनाया जा रहा है क्योंकि कन्वेंसनल मेजरिंग ट्रांसफॉर्मर की तुलना में इसमें बेहतर विशेषताएँ होती हैं। हालांकि, डिजिटल ऊर्जा मीटरों का न होना, एनसीआईटी की वृद्धि को बाधित कर रहा है और इस प्रकार डिजिटल उपकेन्द्र को भी नुकसान पहुँचा रहा है। चूंकि दुनिया भर में आईईसी-61850 अनुरूप डिजिटल ऊर्जा मीटर के लिए केवल सीमित आपूर्तिकर्ता हैं, अतः पूर्ण रूप से डिजिटल उपकेन्द्र प्रौद्योगिकी के प्रयोग में वृद्धि के साथ, एक आईईसी-61850 नमूना मूल्य आधारित ऊर्जा मीटर को देश में विकसित करने की आवश्यकता है। इससे भविष्य में एनसीआईटी और डिजिटल उपकेन्द्रों में भी इसे अपनाए जाने का मार्ग प्रशस्त करेगा।

11.3.3.7 स्मार्ट ग्रिड अनुप्रयोगों का विकास

स्वचालन, संचार और आईटी प्रणालियों से सुसज्जित स्मार्ट ग्रिड, एक विद्युत ग्रिड है जो विद्युत उत्पादन के प्रारंभिक बिंदु से खपत होने तक के विद्युत प्रवाह की निगरानी कर सकता है और विद्युत प्रवाह को नियंत्रित कर सकता है या वास्तविक

समय के आधार पर उत्पादन से संतुलन कराने के लिए लोड को कम कर सकता है। स्मार्ट ग्रिड उपभोक्ता की भागीदारी के माध्यम से उत्पादन और मांग में वृद्धि की भविष्यवाणी और नियंत्रण की सुविधा प्रदान करता है, इस प्रकार, उत्पादन और खपत दोनों में फ्लेक्सिबिलिटी लाता है, यूटिलिटी को आंतरायिक नवीकरणीय ऊर्जा उत्पादन को बेहतर ढंग से एकीकृत करने और उच्चतम ऊर्जा की लागत को कम करता है। स्मार्ट ग्रिड लागत प्रभावी, उत्तरदायी और परिचालन की विश्वसनीयता के लिए कारगर है।

एडवान्स्ड मीटरिंग इंफ्रास्ट्रक्चर (एएमआई), आउटेज मैनेजमेंट सिस्टम (ओएमएस), पर्यवेक्षी नियंत्रण और डेटा अधिग्रहण, पीक लोड प्रबंधन, वितरित उत्पादन का एकीकरण इत्यादि जैसे वितरण में स्मार्ट ग्रिड विशेषताओं का विकास किया जा सकता है जो वितरण प्रणाली को और अधिक फ्लेक्सिबल और भरोसेमंद बना देगा। स्मार्ट ग्रिड, यूटिलिटी और उपभोक्ताओं के बीच द्विदिश संचार की सुविधा प्रदान करता है जिसके परिणामस्वरूप ऊर्जा प्रबंधन प्रक्रिया में उपभोक्ता की भागीदारी सुनिश्चित हो पाती है। स्मार्ट ग्रिड कार्यान्वयन के लिए चार अलग-अलग विषयों के तहत चिन्हित किए गए प्रमुख क्षेत्र निम्नलिखित हैं:-

11.3.3.7.1 परिचालन, नियंत्रण और संरक्षण

- बड़े, मध्यम और छोटे स्तर के नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों का परिचालन और नियंत्रण
- एसी और डीसी स्मार्ट ग्रिड के लिए सुरक्षा प्रौद्योगिकियां
- विस्तृत क्षेत्र की निगरानी, संरक्षण और नियंत्रण (डब्ल्यूएएमपीसी)
- एडीएसएम सहित ऊर्जा प्रबंधन तकनीकें
- मल्टीपल माइक्रो और नैनो ग्रिड के साथ नेटवर्क का पर्यवेक्षी नियंत्रण
- नेटवर्क का विश्लेषण और इष्टतम ऊर्जा प्रवाह
- बड़े पावर ग्रिड (साइबर सिस्टम सहित) की मॉडलिंग और सिमुलेशन
- ट्रांसमिशन सिस्टम ऑपरेटर (टीएसओ) और डिस्ट्रीब्यूशन सिस्टम ऑपरेटर (डीएसओ) को शामिल करते हुए निर्बाध ग्रिड परिचालन
- नवीकरणीय ऊर्जा उत्पादन और भार का पूर्वानुमान

11.3.3.7.2 सूचना और संचार प्रौद्योगिकी (आईसीटी) और साइबर सुरक्षा

- विश्वसनीय वायर्ड और वायरलेस संचार प्रौद्योगिकी, संचार सुरक्षा परीक्षण
- अंतर्परिचालन (डेटा और डिवाइस) और आईसीटी आर्किटेक्चर
- साइबर सुरक्षा सुविधाओं की लेखापरीक्षा और सत्यापन उपकरण
- वितरण प्रणाली में होम एरिया नेटवर्क (एचएएन), वाइड एरिया नेटवर्क (डब्ल्यूएएन), और इंटरनेट ऑफ थिंग्स (आईओटी)।
- श्रेट मॉडल और साइबर सुरक्षा
- सूचना की गोपनीयता और चुनौतियों से निपटने की विधि
- क्लाउड कंप्यूटिंग, डेटा स्टोरेज और बिग डेटा एनालिटिक्स
- साइबर सुरक्षा मानक के साथ-साथ मानक परिचालन प्रक्रिया (एसओपी) का विकास और अंगीकरण
- साइबर सुरक्षा अनुपालन प्रक्रिया का विकास (उपकरण और प्रणाली)
- आईओटी उपकरण सुरक्षा का विकास
- डेटा सुरक्षा प्रणाली

- बहु-परतीय डेटा संग्रहण प्रणाली का विकास।

11.3.3.7.3 उपकरण और प्रौद्योगिकी (कन्वर्टर)

- नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों से जुड़े कन्वर्टर की क्षमता वृद्धि के माध्यम से दोषों का निराकरण
- फ्लेक्सिबल पावर कन्वर्टर्स की इष्टतम डिजाइनिंग
- एक से अधिक कन्वर्टर और मॉड्यूलर मल्टी-लेवल कन्वर्टर्स का समन्वय और नियंत्रण
- एचवीडीसी और एमवीडीसी प्रणाली के लिए कन्वर्टर प्रौद्योगिकियां
- बहुआयामी हार्डवेयर और स्मार्ट ग्रिड समर्थक सामग्री
- कन्वर्टर्स का कुशल और एकीकृत नियंत्रण
- स्मार्ट ग्रिड के लिए हॉट स्वेपेबल कन्वर्टर्स
- वोल्टेज और विद्युत के स्तर का मानकीकरण
- नेटवर्क वोल्टेज विनियमन और विद्युत की गुणवत्ता
- वाइड बैंड गैप उपकरणों का उपयोग - गैलियम नाइट्राइड (GaN) और सिलिकॉन कार्बाइड (SiC)।

11.3.3.7.4 वितरित ऊर्जा संसाधन, स्टोरेज और परिनियोजन के मामले

- नीति, नियामक और बाजार डिजाइन के मामले
 - स्टोरेज और नवीकरणीय ऊर्जा स्रोत (आरईएस) के लिए अनुकूलन और पूर्वानुमान तकनीकों के साथ मांग पक्ष का प्रबंधन
 - स्टोकेस्टिक व्यवहार के साथ नवीकरणीय ऊर्जा संसाधनों के मुख्य मामले
 - नेटवर्क के विभिन्न स्तरों पर इष्टतम मिश्रण, साइटिंग और ऊर्जा स्टोरेज का आकार।
- स्मार्ट ग्रिड में अनुसंधान के कुछ अन्य प्रमुख क्षेत्र इस प्रकार हैं:-

11.3.3.7.5 एडवांस्ड मीटरिंग इंफ्रास्ट्रक्चर (एएमआई)

एडवांस्ड मीटरिंग इंफ्रास्ट्रक्चर (एएमआई) स्मार्ट मीटर, संचार नेटवर्क और डेटा प्रबंधन प्रणालियों की एक एकीकृत प्रणाली है जो यूटिलिटीज और ग्राहकों के बीच दो-तरफा संचार को सक्षम बनाती है। स्मार्ट मीटर डिसकॉम को समग्र तकनीकी और वाणिज्यिक (एटी एंड सी) हानि को कम करने में मदद करते हैं, उनकी वित्तीय स्थिति में सुधार करते हैं, ऊर्जा संरक्षण को प्रोत्साहित करते हैं, बिल भुगतान को सुगम बनाते हैं, उपभोक्ता संतुष्टि और मीटर रीडिंग में मानवीय त्रुटियों से मुक्ति दिलाकर बिलिंग सटीकता सुनिश्चित करते हैं। स्मार्ट मीटरिंग और एडवांस्ड मीटरिंग इंफ्रास्ट्रक्चर में लगातार नवाचार की जरूरत है। मौजूदा प्रणाली को पूरी तरह से डिजिटल परिवेश में लाने के लिए इसे पूरी तरह से मरम्मत करने की जरूरत है जो स्मार्ट ग्रिड व्यवहार्यता के मामले में देश को आगे ले जा सके।

एएमआई प्रणाली को प्रबंधन अनुकूल बनाने के लिए निम्नलिखित परिनियोजन और अनुसंधान क्षेत्रों का पता लगाया जा सकता है:-

- खरीद और क्षेत्र में इसकी तैनाती की अवधि के दौरान एक विकल्प के रूप में विभिन्न संचार प्रणालियों के साथ स्मार्ट मीटर
- एनबीआईओटी/ एलपीडब्ल्यू/ लोरावैन आधारित एएमआई की तैनाती। नैरोबैंड इंटरनेट ऑफ थिंग्स (एनबीआईओटी) एक लो पावर वाइड एरिया नेटवर्क (एलपीडब्ल्यूएन) है।

- संचार और विनिर्माण विषमता दोनों के लिए मल्टीमीटर इंटरऑपरेबिलिटी के साथ हेड एंड सिस्टम (एचईएस)।
- डिस्कॉम और ग्राहकों के बीच विश्वसनीय जानकारी आदान-प्रदान के लिए प्रौद्योगिकियाँ।
- मीटर डाटा एक्विजिशन सिस्टम (एमडीएस) के साथ हेड एंड सिस्टम इंटरऑपरेबिलिटी।
- डिस्कॉम और ग्राहकों के बीच सूचनाओं के आदान-प्रदान की विश्वसनीयता ही चिंता का विषय है।

11.3.3.7.6 इंटेलेजेंट यूनिवर्सल ट्रांसफॉर्मर

इंटेलेजेंट यूनिवर्सल ट्रांसफॉर्मर की अवधारणा में अत्याधुनिक पावर इलेक्ट्रॉनिक प्रणाली शामिल है लेकिन पारंपरिक अर्थों में यह ट्रांसफॉर्मर उपकरण नहीं है। पारंपरिक ट्रांसफॉर्मर को पावर इलेक्ट्रॉनिक प्रणाली से बदलने के लिए डिजाइन किया जाएगा जो पारंपरिक ट्रांसफॉर्मर के रूप में वोल्टेज को मापता ही है, इसके अलावा, उपभोक्ता मांग और विद्युत प्रवाह को प्रबंधित और नियंत्रित भी कर सकता है, और प्रतिघाती शक्ति की भरपाई कर सकता है।

11.3.3.7.7 विद्युत अर्द्धचालक उपकरणों में अनुसंधान एवं विकास

ग्रिड अनुप्रयोगों के लिए विद्युत इलेक्ट्रॉनिक उपकरण अत्यंत विश्वसनीय होने चाहिए; विद्युत इलेक्ट्रॉनिक उपकरणों के विकास के लिए अनुसंधान की आवश्यकता है, जिससे विश्वसनीयता और सुरक्षा में वृद्धि हो सकेगी। इसे विभिन्न अनुप्रयोगों पर ध्यान केन्द्रित करना चाहिए, जैसे- आरईएस एकीकरण के लिए स्मार्ट इनवर्टर/कनवर्टर, स्वचालित और औद्योगिक अनुप्रयोगों, ठोस अवस्था में ट्रांसफॉर्मर और ब्रेकर, उपभोक्ता के लिए इलेक्ट्रॉनिक्स आदि।

11.3.3.7.8 हार्मोनिक्स और विद्युत चुम्बकीय व्यवधान में कमी

हार्मोनिक्स या विभिन्न कनवर्टर संस्थिति को कम करने वाली स्विचिंग रणनीति जैसे बहुस्तरीय कन्वर्टर्स के विकास की आवश्यकता होती है, जो हार्मोनिक्स उत्पादन को कम करता है। इसके अलावा, उच्च स्विचिंग आवृत्तियों पर स्विच करने की क्षमता पर अनुसंधान हेतु ध्यान केंद्रित किया जा सकता है जिसके द्वारा हार्मोनिक्स को छोटे कैपेसिटर और/या इंडक्टर्स के साथ आसानी से अलग किया जा सकता है।

11.3.3.7.9 एक से अधिक कन्वर्टर्स के लिए उन्नत नियंत्रण प्रणाली का विकास

पारेषण एवं वितरण प्रणाली से जुड़े कई पावर कन्वर्टर्स हो सकते हैं। ये कन्वर्टर्स एक दूसरे में परिसंचरी करंट उत्पन्न कर सकते हैं, और/या एक दूसरे के साथ कार्य के आधार पर प्रतिस्पर्धा कर सकते हैं। वर्तमान में, कई पावर कन्वर्टर्स को नियंत्रित करने पर सीमित शोध ही किया गया है। ग्रिड से जुड़े कई कनवर्टर प्रणाली का बेहतर उपयोग करने के लिए अधिक उन्नत नियंत्रण प्रणाली विकसित की जानी चाहिए।

11.3.3.7.10 पावर इलेक्ट्रॉनिक्स घटकों और प्रणालियों के लिए टेस्ट-बेड का विकास

यूटिलिटी उद्योग द्वारा उन्नत तकनीकों के प्रदर्शन का चरण आमतौर पर एक क्षेत्र के परिवेश में परिचालित करने का एक सतर्क प्रयास है, लेकिन यदि तकनीक का पूरी तरह से मूल्यांकन नहीं किया जाए तो यह काफी महंगा और कम महत्व का सिद्ध हो सकता है क्योंकि ये कम प्रभाव वाले स्थान पर संचालित होते हैं या पूर्ण सेवा में इसे नहीं रखा जाता। चूंकि कई प्रदर्शन उन घटनाओं का पूरा ब्यौरा प्रदान नहीं कर पाते जो घटनाएँ एक उपकरण या प्रणाली में अपने पूरी समयावधि के दौरान घटित होती है, अतः यूटिलिटी/उद्योग का विश्वास हासिल करने के लिए प्रौद्योगिकी की विश्वसनीयता हेतु कई महंगे प्रदर्शनों और क्षेत्र परीक्षण के लिए लम्बे समय की आवश्यकता पड़ सकती है। इस प्रकार, एक पूर्ण-शक्ति (उच्च-वोल्टेज और उच्च-करंट) परीक्षण वातावरण प्रदान करके महंगी और लंबी प्रौद्योगिकी प्रदर्शनों का समाधान किया जाना चाहिए जो

निकट-वाणिज्यिक वितरण प्रौद्योगिकियों के शुरुआती प्रोटोटाइप की एक श्रृंखला का पूरी तरह से परीक्षण और मूल्यांकन कर सके।

11.3.3.7.11 स्वचालित दोष का पता लगाना और स्व-उपचार

पारंपरिक प्रतिबाधा आधारित या प्रगामी तरंग आधारित दोष स्थान विधियों की तुलना में, कृत्रिम बुद्धिमत्ता आधारित दोष स्थान विधियों में बेहतर अनुकूलन क्षमता हो सकती है, जिसकी जांच की जा सकती है। लगातार बढ़ती संगणना और संचार क्षमताओं के साथ, कृत्रिम बुद्धिमत्ता आधारित दोष स्थान, भविष्य में स्वचालित दोष का पता लगाने में अधिक महत्वपूर्ण भूमिका निभाएगा। वर्तमान में उपयोग की जाने वाली विधियों की तुलना में उन्नत मशीन अधिगम विधियों का निष्पादन बेहतर हो सकता है। इस प्रकार विद्युत वितरण प्रणाली में दोष का पता लगाने, दोषों के स्थान का पता लगाने, दोषपूर्ण क्षेत्र को अलग करने और विद्युत बहाली पर भविष्य में शोध के लिए कृत्रिम बुद्धिमत्ता के विकास पर शोध/मशीन अधिगम कार्यप्रणाली पर विचार किया जा सकता है।

11.3.3.7.12 मांग प्रतिक्रिया और उच्चतम लोड प्रबंधन

विद्युत ऊर्जा उद्योग की दृष्टि में मांग प्रतिक्रिया कार्यक्रम, एक अत्यधिक मूल्यवान संसाधन विकल्प है। स्मार्ट ग्रिड अनुसंधान के लक्ष्यों में से एक मांग प्रतिक्रिया का उपयोग करने के लिए ग्रिड आधुनिकीकरण प्रौद्योगिकियों, उपकरणों और तकनीकों का विकास करना है, साथ ही यह विद्युत उद्योग को ग्रिड परिचालन और संसाधनों को गतिशील रूप से अनुकूलित करने और मांग प्रतिक्रिया और उपभोक्ता भागीदारी को शामिल करने की क्षमता के साथ एकीकृत राष्ट्रीय विद्युत/संचार/सूचना अवसंरचना के डिजाइन, परीक्षण और प्रदर्शन में मदद करता है। यह उपभोक्ताओं को समय-आधारित दरों या वित्तीय प्रोत्साहनों के अन्य रूपों के उत्तर में उच्चतम मांग अवधि के दौरान अपने विद्युत के उपयोग को कम या स्थानांतरित करके विद्युत ऊर्जा ग्रिड के परिचालन में महत्वपूर्ण भूमिका निभाने का अवसर प्रदान करता है।

11.3.3.7.13 क्लाउड इंटरऑपरेबिलिटी

क्लाउड कंप्यूटिंग के संदर्भ में इंटरऑपरेबिलिटी का अर्थ क्लाउड कंप्यूटिंग इकोसिस्टम को सक्षम करना है जिससे व्यक्ति और संगठन क्लाउड कंप्यूटिंग तकनीक और संबंधित सेवाओं को इस तरह से व्यापक रूप से अपनाने में सक्षम होते हैं कि कई क्लाउड प्लेटफॉर्म एकीकृत तरीके से सूचनाओं का आदान-प्रदान कर सकते हैं और अंततः एक साथ काम कर सकते हैं। यूटिलिटीज को दैनिक आवश्यकताओं के लिए बहुत सारे डेटा से काम पड़ता है। यूटिलिटीज को या तो उन्हें अपने लिए डेटा केंद्रों की स्थापना या डेटा केंद्रों की देखरेख करनी पड़ेगी या क्लाउड सेवाओं का उपयोग करना होगा। इस संदर्भ में, भविष्य में क्लाउड सेवाओं और इंटरऑपरेबिलिटी की आवश्यकता होगी और इसके लिए उपयुक्त तकनीकों का विकास किया जा सकता है। हाइब्रिड क्लाउड/आईसीटी इंफ्रास्ट्रक्चर में, आईएसओसी (एकीकृत सुरक्षा संचालन केंद्र) की सुविधा के लिए सीएसबी (क्लाउड एक्सेस सिक्योरिटी ब्रोकर) प्लेटफॉर्म में सुरक्षा आवश्यकता सुनिश्चित करने पर ध्यान देने की आवश्यकता है। क्लाउड नियंत्रणों का कार्यान्वयन और डेटा को उचित स्थान पर सुरक्षित करने की अवधारणा सुनिश्चित की जानी चाहिए।

11.3.3.7.14 विद्युत के खतरों के प्रति जनता की धारणा और प्रतिक्रिया

चाहे प्राकृतिक आपदाओं, उपकरणों की विफलता या आतंकवाद के कारण हुए ब्लैकआउट के प्रति उपभोक्ताओं की प्रतिक्रियाओं पर बहुत कम शोध किया गया है। शोध कार्य का लक्ष्य ब्लैकआउट की स्थिति में आम जनता की धारणा और विभिन्न प्रतिक्रियाओं का अध्ययन करना और विद्युत आपूर्ति के प्रमुख व्यवधानों का प्रभावी ढंग से समाधान करने के लिए डिसकॉम के लिए प्रोटोकॉल विकसित करना होगा। अनुसंधान से प्रौद्योगिकी/सॉफ्टवेयर का विकास हो सकता है ताकि

उपभोक्ताओं को सूचित किया जा सके और उठाए गए रचनात्मक कदमों से उन्हें अवगत कराया जा सके। इससे जनता को हुई कठिनाई को कम किया जा सकेगा।

11.3.4 नवीकरणीय ऊर्जा के लिए अनुसंधान के प्रमुख क्षेत्र

आने वाले दशकों में हाइड्रोकार्बन संसाधन की सीमित उपलब्धता, दुनिया को जीवाश्म ईंधन का उपयोग ना कर पाने पर बाध्य कर देगी। इसके अलावा, हाइड्रोकार्बन के उपयोग से उत्पन्न होने वाले पर्यावरण और स्वास्थ्य संबंधी खतरे, मानव जाति को स्वच्छ ऊर्जा प्रणाली को अपनाने के लिए बाध्य कर सकते हैं। इसलिए, विद्युत ऊर्जा उद्योग को सौर, पवन, बायोमास, नगरपालिका के ठोस अपशिष्ट, कृषि-अवशेष आधारित संयंत्र, छोटे जलविद्युत, ईंधन सेल, भूतापीय ऊर्जा आदि के माध्यम से विद्युत उत्पादन की अन्य तकनीकों पर ध्यान देने की आवश्यकता है। बड़ी पवन चक्कियों की ग्रिड कनेक्टिविटी, सेल्फ-हीलिंग विंड कनेक्टेड माइक्रो ग्रिड, वितरित उत्पादन और ऊर्जा उत्पादों के लिए इथेनॉल/मेथनॉल के वृहद उपयोग पर ध्यान केंद्रित करने के लिए अनुसंधान की आवश्यकता है।

पवन, बायोमास, सौर, छोटे जलविद्युत, भू-तापीय, ईंधन सेल, अपशिष्ट से ऊर्जा (डब्ल्यूटीई) से संबंधित तकनीकों की पहचान करने की आवश्यकता है। माइक्रो और मिनी ग्रिड का विकास और नवीकरणीय ऊर्जा का व्यापक प्रवेश, अनुसंधान का एक महत्वपूर्ण क्षेत्र है। इसके अलावा, अनुसंधान के कुछ क्षेत्र निम्नवत हैं:

11.3.4.1 नवीकरणीय ऊर्जा का एकीकरण

मुख्य रूप से सौर फोटोवोल्टिक और पवन से परिवर्तनीय नवीकरणीय ऊर्जा की तीव्र वृद्धि के साथ, विद्युत वितरण और पारेषण प्रणाली में नवीकरणीय ऊर्जा ग्रिड एकीकरण के समर्थन के लिए नवीन प्रौद्योगिकियां और परिचालन, समय की आवश्यकता है। नवीकरणीय और वितरित प्रणालियों का उपयोग करने के लिए तकनीकी, आर्थिक, विनियामक और संस्थागत बाधाओं को दूर करने के लिए एकीकृत विकास और प्रदर्शनों को संचालित करने के लिए एक प्रणाली दृष्टिकोण का उपयोग किया जा रहा है। नवीकरणीय ऊर्जा एकीकरण का लक्ष्य कार्बन उत्सर्जन को कम करने के लिए, पीक लोड के प्रबंधन, नवीकरणीय ऊर्जा और ऊर्जा दक्षता के लिए नवीकरणीय पोर्टफोलियो मानकों की उपलब्धि का समर्थन, ग्रिड के साथ प्लग-इन हाइब्रिड इलेक्ट्रिक वाहन (पीएचईवी) परिचालन को सक्षम करके तेल के उपयोग में कमी का समर्थन और विद्युत ग्रिड के अस्वाभाविक क्षेत्र के महत्वपूर्ण बुनियादी ढांचे की अत्यधिक सुरक्षा का समर्थन करने के लिए उन्नत प्रणाली की डिजाईनिंग, इलेक्ट्रिक ग्रिड की योजना और परिचालन को विकसित करना है।

11.3.4.2 निम्नलिखित प्रमुख क्षेत्रों पर नवीकरणीय ऊर्जा में अनुसंधान एवं विकास किया जा सकता है:-

- माइक्रो ग्रिड और उपयुक्त नियंत्रण प्रणाली का विकास - ग्रिड में नवीकरणीय ऊर्जा का एकीकरण
- वितरण वोल्टेज स्तर पर माइक्रो ग्रिड का अंतर्संयोजन और माइक्रो ग्रिड के बीच विद्युत प्रवाह का नियंत्रण
- ऊर्जा स्टोरेज: चार्ज-डिस्चार्ज क्षमता में वृद्धि के साथ विद्युत और तापीय स्टोरेज और रेत, कंक्रीट, कण स्टोरेज माध्यम, चुंबकीय, इलेक्ट्रो-स्टैटिक, कम्प्रेस्ड एयर एनर्जी स्टोरेज, सान्द्र सौर पीवी स्टोरेज आदि जैसे नए प्रौद्योगिकी के मार्ग पर बढ़ना
- सौर पीवी और पवन पूर्वानुमान प्रौद्योगिकियों का विकास
- सौर पीवी के निष्पादन और गिरावट का अध्ययन
- फ्लोटिंग सौर पीवी (एफपीवी) संयंत्रों के लिए लागत प्रभावी फ्लोटर्स का देश में विकास
- अधिकतम सौर पीवी उत्पादन के लिए सर्वोत्तम उपयुक्त प्रौद्योगिकी की पहचान

- हाइब्रिड परियोजनाओं की व्यवहार्यता: सौर-पवन, सौर-जलविद्युत, सौर-बैटरी, पवन-बैटरी, आदि।
- पीवी मॉड्यूल के लिए गीली और सूखी रोबोटिक सफाई प्रणाली का देश में विकास
- पीवी मॉड्यूल के लिए सुपर हाइड्रोफोबिक कोटिंग्स का विकास
- मानव रहित हवाई वाहन (यूएवीएस) ड्रोन का उपयोग, पीवी संयंत्र निरीक्षण के लिए लाइट डिटेक्शन एंड रेंजिंग (लीडार) का प्रयोग
- भोजन पकाने की प्रणाली, अलवणीकरण और शीतलन प्रणाली के लिए सान्द्र सौर तापीय (सीएसटी) ऊर्जा का उपयोग
- सौर तापीय और जीवाश्म ईंधन आधारित हाइब्रिड विद्युत संयंत्रों का विकास
- सौर तापीय संग्राहकों, ट्रेकिंग प्रणाली, रिसीवर कोटिंग्स, तापीय ताप स्टोरेज विन्यास और हीटिंग, कूलिंग आदि के लिए नियंत्रण प्रणाली का विकास
- ग्रिड के लिए रूफ टॉप सोलर और माइक्रो जनरेशन का सिंक्रोनाइजेशन
- माइक्रो ग्रिड और वितरण प्रणाली के स्तर पर प्रतिक्रियाशील ऊर्जा प्रबंधन और ग्रिड की स्थिरता में इसका योगदान
- नवीकरणीय ऊर्जा उत्पादन पर जलवायु, मौसम, भौगोलिक स्थिति, मौसमी घटनाओं और अन्य कारकों का प्रभाव
- वितरण स्तर पर ऊर्जा के उपयोग के पैटर्न पर विभिन्न स्तरों पर सामाजिक-आर्थिक कारकों और समाज की जीवन शैली का प्रभाव
- भारत के पृथक पहाड़ी क्षेत्रों/गांवों में पिको जलविद्युत की उपयुक्तता
- ईंधन सेल का विकास
- इलेक्ट्रिक मोबिलिटी के मामले- परिवहन अनुप्रयोग के लिए उपयुक्त फास्ट चार्जिंग क्षमताओं के साथ अत्यधिक-दक्ष बैटरी का विकास
- सान्द्र सौर ऊर्जा प्रौद्योगिकी का स्वदेशीकरण
- फ्लोटिंग सोलर फोटो वोल्टाइक के उपयोग में वृद्धि
- एकीकृत फोटो वोल्टाइक का निर्माण
- विद्युत संयंत्र अनुप्रयोगों के लिए नैनो प्रौद्योगिकियों का अनुप्रयोग
- ऊर्जा उत्पादन के लिए बायो मास और जैव ईंधन
- अपशिष्ट से ऊर्जा का रूपांतरण
- संबंधित पर्यावरण प्रदूषण का सामना करने के लिए सौर पीवी पैनलों, स्टोरेज बैटरी और अन्य सामग्री हेतु उपयोगी सामग्री के सुरक्षित निपटान, पुनः उपयोग, पुनर्चक्रण और सुधार के लिए एक प्रणाली
- ग्रिड में नवीकरणीय ऊर्जा के बड़े पैमाने पर एकीकरण का प्रभाव
- रोड टॉप/कैनाल टॉप सौर संयंत्र
- सौर सेलों में सूक्ष्म दरारों का पता लगाने के लिए एक पद्धति/उपकरण का विकास
- ग्रिड एकीकृत नवीकरणीय ऊर्जा में फैक्ट्स (FACTS) उपकरणों के रूप में सौर और पवन फार्म इनवर्टर का दक्ष उपयोग
- विस्तृत पैमाने पर तापीय ऊर्जा स्टोरेज
- उपयुक्त प्रकाश व्यवस्था, उपयुक्त क्षेत्र की कंडीशनिंग (भवन हीटिंग/कूलिंग), उपयुक्त घरेलू जल तापन जैसी विद्युत व्यवस्था की मांग को कम करने के लिए प्रौद्योगिकियां
- आभासी विद्युत संयंत्र
- विद्युत वाहन :
 - विद्युत की गुणवत्ता पर विस्तृत पैमाने पर ईवी चार्जिंग का प्रभाव
 - माइक्रो ग्रिड में नवीकरणीय ऊर्जा के साथ ईवी और वी2जी/वी2एच की स्मार्ट चार्जिंग

- o मांग प्रतिक्रिया के लिए स्मार्ट ग्रिड में ईवी की भागीदारी योजना
- o भविष्य के इलेक्ट्रिक वाहन के लिए प्रारंभिक परीक्षण, पूर्वानुमान और विफलता की रोकथाम द्वारा बैटरी की सुरक्षा

11.3.4.3 निम्नलिखित तकनीकों को देश में भी विकसित किया जा सकता है ताकि भारत आत्मनिर्भर बन सके:

- द्विदिश ईवी चार्जर का देश में निर्माण
- ईवी आपूर्ति उपकरण (ईवीएसई) का स्वदेशी निर्माण
- ईवी आपूर्ति उपकरण (ईवीएसई) और वी2जी/वी2एच के लिए कनेक्टेड कार प्रौद्योगिकी और प्रोटोकॉल का देश में विकास
- वितरण विद्युत इलेक्ट्रॉनिक उपकरणों का देश में निर्माण
- बैटरी एनर्जी स्टोरेज सिस्टम (बीईएसएस) सहित एनर्जी स्टोरेज सिस्टम का देश में निर्माण
- बैटरी, सौर पैनलों और पवन टर्बाइनों के ब्लेड के साथ-साथ विद्युत क्षेत्र के अन्य अवशेषों का पुनर्चक्रण। इन्हें पुनर्नवीनीकरण करने की जरूरत है ताकि उपयोगी सामग्री पुनः प्राप्त की जा सके।

11.3.4.4 ऊर्जा स्टोरेज प्रणालियों का विकास

ऊर्जा स्टोरेज प्रणाली हमारी विद्युत आपूर्ति का प्रबंधित करने के लिए तकनीकी दृष्टिकोणों की एक विस्तृत शृंखला प्रदान करती है ताकि अधिक फ्लेक्सिबल ऊर्जा अवसंरचना का निर्माण किया जा सके और यूटिलिटीज और उपभोक्ताओं की लागत में बचत की जा सके। हालाँकि, मौजूदा ईएसएस तकनीक को विभिन्न समस्याओं जैसे- चार्जिंग/डिस्चार्जिंग, सुरक्षा, विश्वसनीयता, आकार, लागत, जीवन अवधि, और उपयोग के बाद निपटान और रीसाइक्लिंग जैसे समग्र प्रबंधन के कारण ऊर्जा स्टोरेज में चुनौतियों का सामना करना पड़ता है। एडवान्स्ड लेड एसिड, लिथियम आयरन फास्फेट, सोडियम आयन बैटरी आदि जैसी विभिन्न तकनीकों के आधार पर ग्रिड स्तर पर बैटरी ऊर्जा स्टोरेज प्रणाली का विकास किया जा सकता है। बैटरी सिस्टम विभिन्न अनुप्रयोगों जैसे- फ्रीक्वेंसी रेगुलेशन, एनर्जी टाइम शिफ्ट, डायनेमिक फ्रीक्वेंसी रेगुलेशन, वोल्टेज/रिएक्टिव पावर सपोर्ट, रिन्यूएबल एनर्जी कैपेसिटी फर्मिंग आदि के लिए उपयोगी सिद्ध हो सकता है। हालाँकि, इन पहलुओं पर और शोध किए जाने की आवश्यकता है।

11.3.4.5 सुपर कैपेसिटर का विकास

सुपर कैपेसिटर बैटरी का एक विकल्प है, जो बहुत तेजी से चार्ज होता है और बैटरी की तुलना में इसमें बार-बार चार्जिंग/डिस्चार्जिंग संभव है। भले ही इसकी बैटरी की तुलना में बहुत कम स्टोरेज क्षमता है, लेकिन उनका उपयोग महत्वपूर्ण अनुप्रयोगों में किया जा सकता है, जिसमें बार-बार चार्ज और डिस्चार्ज होने, अत्यधिक परिचालन तापमान, या उच्च मात्रा में ऊर्जा का तेजी से निर्वहन होना शामिल है।

11.3.4.6 सुपरकंडक्टिंग मैग्नेटिक एनर्जी स्टोरेज सिस्टम का विकास

सुपरकंडक्टिंग मैग्नेटिक एनर्जी स्टोरेज (एसएमईएस) सिस्टम, एक सुपरकंडक्टिंग कॉइल में डायरेक्ट करंट के प्रवाह द्वारा बनाए गए चुंबकीय क्षेत्र के रूप में विद्युत ऊर्जा को संग्रहीत करता है, जिसे क्रायोजेनिक रूप से इसके सुपरकंडक्टिंग क्रिटिकल तापमान से कम तापमान पर ठंडा किया जाता है। चूंकि सुपरकंडक्टिंग कॉइल में प्रतिरोध नगण्य होता है, इसलिए संग्रहीत ऊर्जा का कोई नुकसान नहीं होता। एसएमईएस एक अत्यधिक दक्ष ग्रिड-सक्षम स्टोरेज उपकरण है जो असीमित संख्या में चार्जिंग और डिस्चार्जिंग चक्रों के साथ लगभग तुरंत बड़ी मात्रा में विद्युत का स्टोरेज और इसका निर्वहन करता है। इसके अनुप्रयोगों में सिस्टम स्थिरता में सुधार और प्रभावी डंपिंग, विद्युत की गुणवत्ता में सुधार, लोड लेवेलिंग, स्पीनिंग

रिजर्व, महत्वपूर्ण लोड की सुरक्षा आदि शामिल हैं जो नवीकरणीय ऊर्जा के एकीकरण के लिए बहुत आवश्यक ऊर्जा स्टोरेज उपकरण हो सकते हैं।

11.3.4.7 स्टोरेज की अन्य प्रौद्योगिकियां

11.3.4.7.1 हाइड्रोजन प्रौद्योगिकियों में अनुसंधान और विकास

हाइड्रोजन पृथ्वी पर सबसे प्रचुर मात्रा में पाया जाने वाला तत्व है, लेकिन यह आमतौर पर प्रकृति में स्वतंत्र रूप से नहीं पाया जाता और इसका निष्कर्षण हाइड्रोजन से बने यौगिकों से किया जाता है। हाइड्रोजन का उपयोग विविध ऊर्जा समाधानों के लिए किया जा सकता है जैसे ईंधन सेल से विद्युत उत्पादन, ऊर्जा स्टोरेज आदि। हाइड्रोजन को हाइड्रोजन आधारित ईंधन में भी परिवर्तित किया जा सकता है, जिसमें मीथेन, मेथनॉल आदि शामिल हैं और इसका उपयोग परिवहन उद्देश्यों के लिए किया जा सकता है। अपनी स्वच्छ दहन विशेषता और शून्य कार्बन फुटप्रिंट के कारण, हाइड्रोजन में भविष्य का ईंधन बनने की क्षमता है। इतना ही नहीं, एक विकसित हाइड्रोजन अर्थव्यवस्था, राष्ट्रीय ऊर्जा सुरक्षा सुनिश्चित करने के लिए स्वच्छ वातावरण प्रदान करती है।

वर्तमान में, हाइड्रोजन मुख्य रूप से जीवाश्म ईंधन, विशेष रूप से प्राकृतिक गैस से उत्पन्न होता है। हाइड्रोजन का उत्पादन कोयले, बायोमास और पानी से भी किया जा सकता है। वर्तमान में अधिकांश हाइड्रोजन उत्पादन जीवाश्म आधारित है जिससे वातावरण में CO₂ का व्यापक उत्सर्जन होता है। चूंकि नवीकरणीय ऊर्जा की लागत घट रही है, अतः इसका उपयोग पानी के इलेक्ट्रोलिसिस के माध्यम से हाइड्रोजन का उत्पादन करने के लिए किया जा सकता है। हाइड्रोजन का उत्पादन सीधे सूर्य के प्रकाश और बायोमास से भी किया जा सकता है। पारंपरिक ग्रिड विद्युत के बजाय, हरित ऊर्जा से उत्पादित इलेक्ट्रोलाइटिक हाइड्रोजन, और अन्य सफाई प्रणाली से उत्पादित हाइड्रोजन को "ग्रीन हाइड्रोजन" कहा गया है। आगामी वर्षों में हरित हाइड्रोजन के उत्पादन पर अनुसंधान को प्राथमिकता दी जानी चाहिए।

हाइड्रोजन के उत्पादन में हाल की प्रगति के बावजूद, हाइड्रोजन प्रौद्योगिकी के प्रत्येक घटक की लागत पारंपरिक जीवाश्म ईंधन आधारित अर्थव्यवस्था की तुलना में बहुत अधिक है। लागत में कमी लाने, निष्पादन में सुधार करने तथा ईंधन सेल, इलेक्ट्रोलाइजर, स्टोरेज और परिवहन घटकों आदि की विश्वसनीयता बढ़ाने के लिए अनुसंधान और विकास अत्यंत महत्वपूर्ण है। संपूर्ण हाइड्रोजन पारिस्थितिकी तंत्र के लिए पायलट/बड़े पैमाने पर एकीकृत प्रदर्शन परियोजना को बढ़ावा देना आवश्यक है। यह सुरक्षित संचालन, ओ एंड एम, और लागत, विश्वसनीयता, सुरक्षा, प्रदर्शन के मानकों (एसओपी) और प्रशिक्षण के संदर्भ में आए अंतर/चिंताओं की पहचान करने के लिए ऑकड़े प्रदान करेगा।

हाइड्रोजन एक ऐसा आधार है जिस पर कई पहलों की सफलता महत्वपूर्ण रूप से निर्भर करती है जैसे CO₂ का उपयोग, अपशिष्ट से हाइड्रोकार्बन, ऊर्जा स्टोरेज, हरित परिवहन आदि। हाइड्रोजन के क्षेत्र में काम करने के लिए कई पहलू विद्यमान हैं, लेकिन विद्युत क्षेत्र के लिए प्रासंगिक पहलुओं का विवरण निम्नवत हैं:-

• इलेक्ट्रोलाइजर का विकास :

• हाई टेम्परेचर सॉलिड ऑक्साइड स्टीम (एचटी-एसओ-एस) इलेक्ट्रोलाइजर:- इलेक्ट्रोलाइजर रूट से हाइड्रोजन का उत्पादन में तीव्र ऊर्जा अर्थात् 50-55 kWh/Kg H₂ खपत होती है। इनकी तुलना में, एचटी-एसओ-एस इलेक्ट्रोलाइजर की दक्षता लगभग 30% है। यह तकनीक अभी प्रारंभिक अवस्था में है -और इसलिए यही समय है कि भारत इसमें प्रवेश करे।

• समुद्री जल/कठोर जल इलेक्ट्रोलाइजर: 1 किलो हाइड्रोजन के उत्पादन के लिए 10 किलो डीएम पानी की जरूरत होती है। भविष्य में जब भारी मात्रा में हाइड्रोजन उत्पादन की परिकल्पना की जाएगी, तो

डीएम पानी की 10 गुना मात्रा की आवश्यकता होगी। इसे ध्यान में रखते हुए समुद्री जल/कठोर जल इलेक्ट्रोलाइजर के विकास पर विचार किया जा सकता है।

- हाइड्रोजन के स्टोरेज और संपीड़न के लिए विभिन्न नवीन तकनीकों का विकास।
- मेटल हाइड्राइड आधारित हाइड्रोजन संपीड़न और स्टोरेज:- हाइड्रोजन सबसे सूक्ष्म अणु है - इसलिए इसके भंडारण और संपीड़न में अत्यधिक ऊर्जा खपत होती है। इसके अलावा, बहुत छोटे आणविक आकार के कारण - सटीक निर्माण और हाइड्रोजन संपीड़न का रखरखाव इसे काफी महंगा बनाता है। मेटल हाइड्राइड एक गतिहीन इकाई है और यह उपरोक्त सभी मामलों का व्यावहारिक रूप से ध्यान रखता है।
- सूर्य किरण और बायोमास से सीधे हाइड्रोजन के उत्पादन के लिए प्रौद्योगिकियों का विकास।
- विस्तृत पैमाने पर कम लागत वाली हरित हाइड्रोजन का उत्पादन।
- विस्तृत पैमाने पर हाइड्रोजन उत्पादन के लिए उत्प्रेरक रूपांतरण के मामले में उत्प्रेरक विषाक्तता की रोकथाम।
- उत्प्रेरक, झिल्ली और ईंधन सेल के घटकों की लागत को कम करना।
- हाइड्रोजन के लिए सिनगैस का उत्प्रेरक सुधार: इस प्रक्रिया के विकास से म्युनिसिपल सॉलिड वेस्ट (एमएसडब्ल्यू), कृषि अपशिष्ट/कृषि अवशेष, कोल मिल के अवशेष और वितरित/केंद्रीकृत हाइड्रोजन उत्पादन के लिए अन्य कार्बनयुक्त सामग्री के उपयोग के द्वार खुलेंगे। इसके अलावा, कुशल गैसीकरण (नाइट्रोजन की अनुपस्थिति में ऑक्सी, भाप या प्लाज्मा गैसीकरण) का विकास इस दिशा में एक महत्वपूर्ण मील का पत्थर सिद्ध होगा।

11.3.4.8 पर्यावरण पर प्रतिकूल प्रभावों को कम करने के लिए अनुसंधान एवं विकास

विजली उत्पादन के स्वच्छ और सुरक्षित होने की आवश्यकता इससे अधिक स्पष्ट कभी नहीं रही। विद्युत उत्पादन में सामर्थ्य के साथ-साथ विद्युत उत्पादन के पर्यावरणीय और स्वास्थ्य संबंधी परिणाम, महत्वपूर्ण समस्याएँ बनकर उभरी हैं। प्राथमिक ऊर्जा के किसी भी रूप से विद्युत का उत्पादन, पर्यावरण को प्रभावित करता है। भारत में विद्युत क्षेत्र, देश में CO₂ उत्सर्जन के मुख्य स्रोतों में से एक है। ऐसी कई प्रौद्योगिकियाँ और प्रक्रियाएँ मौजूद हैं जिनमें जीएचजी उत्सर्जन को कम करने की पर्याप्त क्षमता है, उदाहरण के लिए, कोयला और बायोमास गैसीकरण प्रौद्योगिकी; गैस टर्बाइन प्रौद्योगिकी; सौर तापीय और फोटोवोल्टिक प्रौद्योगिकी, ईंधन सेल आदि से विद्युत का उत्पादन। जलवायु परिवर्तन से निपटने के लिए भारत में स्वच्छ कोयला प्रौद्योगिकियों और नवीकरणीय ऊर्जा के उपयोग को सर्वोत्तम दृष्टिकोण के रूप में स्वीकार किया गया है।

उपर्युक्त उपायों के अलावा, CO₂ उत्सर्जन में कमी के लिए और भी कदम उठाए जा सकते हैं। ये हैं- अनुसंधान और विकास, सूचना और शिक्षा (जागरूकता के लिए); आर्थिक उपाय; नियामक उपाय; और स्वैच्छिक समझौते। प्रत्येक चरण में कुछ लाभ हैं तो कुछ कमियाँ भी हैं जो CO₂ में कमी को अलग-अलग तरीके से प्रभावित करता है। कार्बन कैप्चर और स्टोरेज (सीसीएस), परमाणु और नवीकरणीय प्रौद्योगिकियों जैसे कम कार्बन उत्पादन विकल्प, उत्सर्जन को काफी हद तक कम करने के लिए आवश्यक हैं। भारतीय कोयले में अधिक राख धारणीयता के कारण, ऑक्सी ईंधन भरना और दहन के बाद CO₂ कैप्चर करना, भारत के लिए उपयुक्त विकल्प हो सकता है। कोयले से चलने वाले आईजीसीसी संयंत्र में दहन पूर्व CO₂ कैप्चर करने के लिए भारतीय कोयले की गुणवत्ता, या आयातित कोयले के उपयोग के लिए प्रौद्योगिकी के अनुकूलन की आवश्यकता होगी। CO₂ कैप्चर तकनीकों के साथ कोयला आधारित विद्युत संयंत्रों को फिर से शुरू करना और सीसीएस के साथ नए संयंत्र की स्थापना, भारत जैसे देश के लिए एक अच्छा विकल्प हो सकता है।

निम्नलिखित प्रौद्योगिकी युक्त विधियों के विकास की कोशिश की जा रही है:

1. राख जल के पीएच में कमी के लिए CO₂ का उपयोग।
2. संशोधित एमीन समाधान द्वारा CO₂ कैप्चर।
3. CO₂ कैप्चर के लिए और CO₂ को उपयोगी उत्पादों में बदलने के लिए प्रेशर स्विंग एडजार्पशन (पीएसए) प्रक्रिया का विकास।

पीएसए एक ऐसी तकनीक है जिसका उपयोग गैस जातियों की आणविक विशेषताओं और एक अवशोषक सामग्री के लिए एफिनिटी के अनुसार दाब में गैसों के मिश्रण से कुछ गैस जातियों को अलग करने के लिए किया जाता है। विशेष अवशोषक सामग्री (जैसे, जिओलाइट) का उपयोग आणविक छलनी के रूप में किया जाता है, जो उच्च दाब पर लक्षित गैस जातियों को अधिमानतः सोख लेती है। यह प्रक्रिया फिर अधिशोषक सामग्री को अवशोषित करने के लिए निम्न दाब पर आ जाती है।

कुछ क्षेत्र ऐसे हैं जहां पर्यावरण में सुधार और सतत विकास के लिए अनुसंधान एवं विकास गतिविधियों की आवश्यकता है, जैसे- तापविद्युत केन्द्रों पर स्वच्छ पर्यावरण प्रणाली, राख की गुणवत्ता के लिए डेटा बेस का निर्माण, उन्नत राख प्रबंधन योजनाएं, नए और उभरते पर्यावरणीय मामलों को देखते हुए कोयला आधारित विद्युत उत्पादन को संधारित करना, पारेषण वोल्टेज के उन्नयन के विशिष्ट संदर्भ के साथ मानव पर विद्युत चुम्बकीय तरंगों का प्रभाव, ईको-डिजाइन और ऊर्जा कुशल विद्युत ट्रांसफार्मर, अपशिष्ट जल का उपचार और रीसाइक्लिंग तकनीकों का विकास, NO_x, SO_x और पारा के लिए उत्सर्जन नियंत्रण तकनीक।

11.3.5 विद्युत प्रणालियों की साइबर सुरक्षा

विद्युत व्यवस्था में संचार और सूचना प्रौद्योगिकी को शामिल किए जाने के साथ ही, साइबर सुरक्षा से संबंधित मामलों का समाधान करना आवश्यक हो जाता है। विद्युत प्रणाली के सभी तीन खंडों, यथा- विद्युत उत्पादन, पारेषण और वितरण में साइबर खतरों से निपटने के लिए भयरहित, सुरक्षित और फ्लेक्सिबल सूचना इन्फ्रास्ट्रक्चर की स्थापना, समय की मांग है। विद्युत क्षेत्र में तैनात प्रणालियों में साइबर सुरक्षा का उल्लंघन ग्रिड की स्थिरता के साथ-साथ सार्वजनिक सुरक्षा को भी प्रभावित कर सकता है। इसलिए, क्षेत्र के सभी संगठनों में प्रणाली की डिजाइनिंग, स्थापना, परिचालन और रखरखाव में साइबर सुरक्षा के पहलू को शामिल किया जाना चाहिए। उपरोक्त सभी कार्यक्षेत्रों में साइबर सुरक्षा में डिजाइन द्वारा सुरक्षा को शामिल किया जाना चाहिए न कि रेट्रोफिटिंग द्वारा। इस प्रकार, अनुसंधान विद्युत क्षेत्र में महत्वपूर्ण सूचना इन्फ्रास्ट्रक्चर (सीआईआई) संरक्षण और विद्युत प्रणालियों के क्षेत्र में मालिकाना प्रोटोकॉल पर ध्यान केंद्रित करेगा ताकि प्रणाली को बेहतर तरीके से सुरक्षित किया जा सके। अनुसंधान और तकनीकी उन्नति के कुछ क्षेत्र निम्नलिखित हैं:-

• निम्न घटकों के लिए साइबर सुरक्षा टेस्ट बेड की स्थापना:-

• एक उपकेन्द्र के भीतर आईसीसी-61850 आधारित संचार के संबंध में इंटेलिजेंट इलेक्ट्रॉनिक उपकरणों और नेटवर्क उपकरणों में साइबर सुरक्षा पहलुओं का सत्यापन और परीक्षण

• स्मार्ट मीटर और एएमआई में साइबर सुरक्षा पहलुओं का सत्यापन और परीक्षण

• ओटी अनुप्रयोगों जैसे स्काडा, ईएमएस, डीएमएस/एडीएमएस, ओएमएस में साइबर सुरक्षा पहलुओं का सत्यापन और परीक्षण

• आईओटी उपकरणों में साइबर सुरक्षा पहलुओं का सत्यापन और परीक्षण

• डब्ल्यूएएमएस उपकरणों और प्रणालियों में साइबर सुरक्षा पहलुओं का सत्यापन और परीक्षण

• राष्ट्रीय स्तर पर एक उपयुक्त प्राधिकरण द्वारा विद्युत उपकरणों की सुरक्षा लेबलिंग और प्रमाणन के लिए सुविधा/प्रयोगशाला

• विद्युत पारेषण या वितरण प्रणाली में उपयोग किए जाने वाले संभावित भेद उपकरणों/प्रणालियों में छिपे मालवेयर/ट्रोजन की उपस्थिति की पहचान और मूल्यांकन

• विभिन्न साइबर हमलों के लिए शमन रणनीति का पता लगाना और इसका विकास करना जिसमें नए थ्रेट वैक्टर को नियमित रूप से अपडेट करने के लिए रेड और ब्लू टीमों द्वारा किया गया कार्य शामिल है। साथ ही, ओटी/आईसीएस अनुकरण करने की क्षमता वाली "साइबर रेंज सुविधा" रखने का भी सुझाव दिया गया है।

• औद्योगिक नियंत्रण प्रणाली (आईसीएस) में मजबूत "रोल बेस्ड एक्सेस कंट्रोल (आरबीएसी)" प्रणाली

• मल्टी-फैक्टर ऑथेंटिकेशन प्रणाली को उपकरण और अनुप्रयोग स्तर पर खोज करने की जरूरत है।

• केंद्रीकृत, समर्पित सुरक्षा संचालन केंद्र (एसओसी) और साइबर हमलों के मामले में स्वचालित प्रतिक्रिया के लिए सुरक्षा व्यवस्था, स्वचालन और प्रतिक्रिया (एसओएआर) की सुविधा और इसकी तैनाती। वास्तविक समय में पता लगाए गए साइबर खतरों और भेद्यताओं के लिए सलाह देने में स्वचालन

• साइबर खतरों को कम करने के लिए पुराने और असमर्थित ऑपरेटिंग सिस्टम (ओएस) को हटाने और नए ऑपरेटिंग सिस्टम की तैनाती पर चरणबद्ध तरीके से विचार किया जा सकता है। विंडोज आधारित सिस्टम को छोड़कर अधिक सुरक्षित लिनक्स/यूनिक्स आधारित सिस्टम को प्रयोग करने के प्रयास किए जाने चाहिए।

• स्वदेशी आंतरिक अनुसंधान के साथ या उसके बिना परम्परागत प्रणाली को चरणबद्ध तरीके से समाप्त करना और प्रासंगिक प्रौद्योगिकियों और उपकरणों का विकास

• साइबर हमलों विशेषकर जीपीएस स्फूफिंग हमलों से पीएमयू की सुरक्षा

• स्मार्ट ग्रिड में भ्रामक डेटा के प्रवेश से संबंधित हमलों का पता लगाना और उनकी रोकथाम करना।

• साइबर हमलों से विनाशकारी खतरों का पूर्वानुमान और इसके रोकथाम के लिए निर्णय समर्थन उपकरण

• विद्युत प्रणालियों के लिए डेटा सुरक्षा प्रोटोकॉल

• विद्युत पारेषण/वितरण में उपकेन्द्र के स्वचालन (विशेष रूप से स्काडा के लिए) के लिए साइबर सुरक्षा

• वाइड एरिया मॉनिटरिंग सिस्टम (डब्ल्यूएएमएस)

• विद्युत क्षेत्र में वायरलेस नेटवर्क संचार अवसंरचना की सुरक्षा

• एससीएडीए/औद्योगिक नियंत्रण प्रणाली (आईसीएस, डीसीएस) और विद्युत क्षेत्र की स्मार्ट ग्रिड यूटिलिटीज पर आपूर्ति श्रृंखला शोषण का पता लगाने, शमन करने और इसके नियंत्रण के लिए सर्वोत्तम रणनीतियों की डिजाइनिंग और विकास

• चूंकि विद्युत यूटिलिटी नियंत्रण प्रणाली चौबीसों घंटे चालू रहेगी, अतः ज्यादातर समय पैच अपडेट करना एक बहुत ही मुश्किल काम है और इसके लिए ओईएम के समर्थन की आवश्यकता होती है चूंकि कुछ पैच अपडेट के लिए सिस्टम को रीबूट करने की आवश्यकता होती है जो वांछनीय नहीं है और साथ ही इन पैच को परिचालन प्रणालियों में तैनात करने से पहले

अनुप्रयोगों के साथ ऑफ़लाइन परीक्षण करने की आवश्यकता होती है। ऑनलाइन परीक्षण और पैच के परिनियोजन पर ध्यान देने की आवश्यकता है।

- "क्वांटम कंप्यूटिंग का मूल्यांकन" पर अनुसंधान एवं विकास परियोजनाओं पर विचार किया जा सकता है। वर्तमान समय में पावर ग्रिड की अवसंरचना सुरक्षा के प्रति संवेदनशील हो सकता है। यदि यूटिलिटीज ग्रिड में क्वांटम एन्क्रिप्शन को लागू नहीं करती हैं, तो हैकर्स आसानी से इसमें प्रवेश कर पाएंगे। एन्क्रिप्शन में क्वांटम कुंजियों को शामिल करने से प्रणाली को हैक-रोधी बनाया जा सकता है। साइबर सुरक्षा के प्रति भविष्यवादी दृष्टिकोण के रूप में इसपर अनुसंधान एवं विकास बहुत उपयोगी सिद्ध हो सकता है।

- सुरक्षित आईटी-ओटी अभिसरण की खोज

- मॉडल आईसीटी आर्किटेक्चर को विकसित करने की आवश्यकता है जिसे विद्युत व्यवस्था में एक ढांचे के रूप में इस्तेमाल किया जा सकता है

- एक नियमित अंतराल पर आंतरिक/तृतीय-पक्ष साइबर फोरेंसिक ऑडिट के लिए दिशानिर्देश विकसित करने की आवश्यकता है।

- आईसीसी27001, आईसीसी62351, एनईआरसी सीआईपी जैसे विभिन्न साइबर सुरक्षा अनुपालन सुनिश्चित करने के लिए दिशानिर्देश विकसित करने की आवश्यकता है।

- उपकरण या अनुप्रयोग के एकीकरण के लिए मानक संचालन प्रक्रिया (एसओपी) को विकसित करने की आवश्यकता है।

- बहु-स्तरीय डेटा पृथक्करण को पता लगाने की आवश्यकता है।

- साइबर सिक्योर पावर सिस्टम ऑपरेशन बनाने के लिए सर्वोत्तम कार्यों की एक निर्देशिका का विकास।

- प्रणाली को सुरक्षित करने के एक मजबूत उपाय के रूप में एथिकल हैकिंग का अन्वेषण।

उपरोक्त के अलावा, विद्युत क्षेत्र की साइबर सुरक्षा पर अनुसंधान में सहायता के लिए निम्नलिखित उपायों को भी ध्यान में रखा जा सकता है:-

- धाराओं/ यूटिलिटीज में क्रिटिकल इन्फॉर्मेशन इन्फ्रास्ट्रक्चर (सीआईआई) और गैर-सीआईआई तत्वों की पहचान और संसाधनों के आवंटन के लिए उपयुक्त योजना

- संगठनात्मक कार्य पदानुक्रम (मुख्य सूचना सुरक्षा अधिकारी (सीआईएसओ) में साइबर सुरक्षा (सीएस) संरचना और साइबर सुरक्षा के लिए टीमों का गठन। यह सुनिश्चित करने के लिए एक स्पष्ट कार्यप्रणाली की आवश्यकता है कि आईसीएस साइबर सुरक्षा के प्रयास लंबे समय तक सफल होंगे।

- साइबर सुरक्षा जरूरतों को पूरा करने के लिए क्षेत्रीय सीईआरटी का सशक्तीकरण

- सीआईआई तत्वों की साइबर सुरक्षा संरचना क्षेत्रों की पहचान। जहाँ और पहलों की आवश्यकता है, महत्वपूर्ण तत्वों और अन्योन्याश्रित प्रणालियों की समग्र भेद्यता/खतरे/जोखिम (वी/टी/आर) का विश्लेषण करके आदर्श रूप से इसे प्राप्त किया जा सकता है।

- वेब आधारित शेड्यूलिंग सिस्टम को इंटरनेट से निजी इंटरनेट में स्थानांतरित करना

- विद्युत प्रणाली के तत्वों को चालू करने से पहले साइबर हमलों के प्रति संवेदनशील खतरे का विश्लेषण और प्रणाली में इसके प्रवेश की जाँच किए जाने की आवश्यकता है।

- जनशक्ति और परीक्षण सुविधाओं का साइबर सुरक्षा क्षमता विकास

- एक न्यूनतम आधारभूत साइबर सुरक्षा की तैयारी की जानी चाहिए और सभी क्षेत्रों में इसे लागू किया जाना चाहिए।
- उपयुक्त एजेंसियों की मदद से साइबर घटनाओं की परिस्थितिजन्य जागरूकता और सूचना साझा किया जाना चाहिए।
- गहन सुरक्षा दृष्टिकोण और इलेक्ट्रॉनिक सुरक्षा से संबंधित कार्यक्षेत्र की तैयारी की जानी चाहिए।
- ओटी और आईटी इंटरफेस कनेक्टिंग केन्द्रों के स्तरों पर नेटवर्किंग सेगमेंटेशन/ज़ोनिंग/डिमिलिट्राइज़्ड ज़ोन कार्यान्वयन का अनुपालन किया जाना चाहिए।
- दैनंदिन परिचालन में वर्चुअल मशीन, टोकन सिस्टम, वर्चुअल प्राइवेट नेटवर्क (वीपीएन) के विकल्प की खोज करना
- ओटी सिस्टम में सर्वश्रेष्ठ आईटी कार्यकलापों को अपनाना
- आईटी और ओटी दोनों में उपयुक्त डिजास्टर रिकवरी मैकेनिज्म का डिजाइन और संचालन
- विद्युत क्षेत्र के लिए फेडरेटेड एसओसी की स्थापना

11.3.6 वर्ष 2027-32 के दौरान किए जाने वाले अनुसंधान एवं विकास के क्षेत्र

भारत में विद्युत क्षेत्र के लिए एक दीर्घकालिक दृष्टिकोण विकसित करने के उद्देश्य से, कुछ आशाजनक तकनीकों की पहचान करना और विभिन्न क्षेत्रों द्वारा प्रौद्योगिकियों को अपनाए जाने पर ध्यान देना आवश्यक है। तदनुसार, वर्ष 2022-27 के दौरान निम्नलिखित विषयों पर लघु स्तर पर व्यवहार्यता अध्ययन किया जा सकता है और परिणामों के आधार पर वर्ष 2027-32 के दौरान अनुसंधान परियोजनाएं तैयार की जा सकती हैं:-

- विद्युत क्षेत्र में क्वांटम कम्प्यूटिंग
- विद्युत क्षेत्र में एज एनालिटिक्स
- गुरुत्व आधारित ऊर्जा स्टोरेज
- लिथियम-एयर बैटरी
- एल्युमीनियम-एयर बैटरी
- दूरस्त वायरलेस चार्जिंग
- प्रिटेबल बैटरी
- तापविद्युत घटकों का उपयोग कर ऊर्जा संचयन
- विद्युत क्षेत्र में ऑगमेंटेड रियैलिटी
- क्लाउड प्लेटफॉर्म पर महत्वपूर्ण आईटी और ओटी सेवाओं में भविष्य में संभावित साइबर सुरक्षा खतरे और इसकी शमन तकनीक

11.4 विद्युत क्षेत्र में अनुसंधान एवं विकास में सुधार के लिए प्रस्तावित पहलें

11.4.1 प्रौद्योगिकी और नवाचार का प्रबंधन

चूंकि विद्युत क्षेत्र में एक साथ कई अनुसंधान गतिविधियां संचालित की जा रही हैं, अतः अनुसंधान परियोजनाओं के निष्कर्षों पर नज़र रखने और बेहतर शोध एवं विद्युत क्षेत्र में इसकी स्वीकारोक्ति के लिए सर्वोत्तम परिणामों को प्राथमिकता में लाने के लिए एक मजबूत ज्ञान प्रबंधन पोर्टल बनाए रखना अत्यंत महत्वपूर्ण है।

राष्ट्रीय स्तर पर वित्तपोषित सभी प्रमुख परियोजनाओं का एक राष्ट्रीय स्तर का 'अनुसंधान एवं विकास परियोजनाओं का डिजिटल डेटाबेस' तैयार किया जा सकता है, जो न केवल अनुसंधान एवं विकास के उद्देश्यों की प्राप्ति में मदद करेगा बल्कि देश में प्रौद्योगिकी परिदृश्य पर भी नजर रखेगा। मुख्य रूप से सीपीआरआई में और अनुसंधान परियोजनाओं के प्रबंधन हेतु अन्य महत्वपूर्ण राष्ट्रीय अनुसंधान एवं विकास केंद्रों में एक उपयुक्त ऑनलाइन आर एंड डी प्रबंधन प्रणाली की भी आवश्यकता है।

11.4.2 अनुसंधान एवं विकास अवसंरचना का सुदृढीकरण

विकास/व्यावसायीकरण चक्र को कम करने के दृष्टिकोण से, विशेष रूप से प्रोटोटाइप के प्रकार के परीक्षण के लिए राष्ट्रीय स्तर पर सुविधाओं के संदर्भ में अनुसंधान एवं विकास अवसंरचना में मजबूती प्रदान करने की आवश्यकता है। उद्योग और यूटिलिटीज के मंचों के माध्यम से अंतर की पहचान करने के लिए एक राष्ट्रीय लेखापरीक्षा आयोजित की जा सकती है। और इस अंतर को खत्म करने के प्रयास किए जाने चाहिए।

11.4.3 अनुसंधान एवं विकास कार्यक्रम

सीपीआरआई के माध्यम से कार्यान्वित किए जा रहे विद्युत मंत्रालय के अनुसंधान एवं विकास कार्यक्रम से विद्युत क्षेत्र से संबंधित शिक्षण संस्थान, यूटिलिटीज और उद्योग को बहुत लाभ हुआ है। इन योजनाओं ने पिछले कुछ समय में कई संगठनों में अनुसंधान और विकास के बुनियादी ढांचे के निर्माण में मदद की है और अनुप्रयुक्त अनुसंधान के लिए जनशक्ति के प्रशिक्षण को सक्षम किया है। इन कार्यक्रमों के तहत शिक्षा, उद्योग और यूटिलिटीज से सहयोगात्मक अनुसंधान परियोजनाओं को प्रोत्साहित किया जा सकता है। सीपीआरआई और केविप्रा भी राष्ट्रीय महत्व की विभिन्न अनुसंधान परियोजनाओं को प्रस्तावित कर सकते हैं और सहयोगी तरीके से इनको क्रियान्वित कर सकते हैं।

11.4.4 महत्वपूर्ण क्षेत्र पर केंद्रित अनुसंधान परियोजनाओं के लिए आवधिक कॉल

विद्युत मंत्रालय की आरएसओपी और एनपीपी योजनाओं के तहत अनुसंधान के प्रमुख क्षेत्रों पर प्रस्ताव आमंत्रित किए जाते हैं। नियमित प्रस्तावों के अलावा, सीपीआरआई हाल के दिनों में "ई-कुकिंग", "लाइट एमिटिंग डायोड", "साइबर सुरक्षा" जैसे विशिष्ट विषयों की पहचान कर सकता है और लक्षित अनुसंधान समूहों को अलग से उन विषयों पर शोध प्रस्तावों के लिए विज्ञापन दे सकता है। इससे उन महत्वपूर्ण शोध विषयों को समाहित करने में मदद मिलेगी जिन क्षेत्रों में इससे पहले बहुत कम प्रस्ताव प्राप्त हुए हैं।

11.4.5 विद्युत क्षेत्र में मिशन मोड परियोजनाएं

विद्युत क्षेत्र को उन्नत प्रौद्योगिकी में तेज गति से प्रवेश करने के लिए, मिशन मोड परियोजनाओं के रूप में दो प्रमुख पहलुओं पर अनुसंधान किया जा सकता है:-

1. विद्युत क्षेत्र के लिए विघटनकारी प्रौद्योगिकियों पर अनुसंधान,
2. विद्युत क्षेत्र के लिए प्रौद्योगिकियों के स्वदेशी विनिर्माण को बढ़ावा देने के लिए अनुसंधान।

'वायरलेस पावर ट्रांसमिशन', 'हाई टेम्परेचर सुपरकंडक्टर्स', नई और लागत प्रभावी स्टोरेज तकनीक आदि जैसी विघटनकारी तकनीकों में सफलता राष्ट्र को प्रौद्योगिकी के विकास में सबसे आगे ले आएगी। ऐसी प्रौद्योगिकियां देश के विद्युत क्षेत्र के परिदृश्य को बदल सकती हैं और भारत को प्रौद्योगिकी अपनाने वाले राष्ट्र से प्रौद्योगिकी निर्यातक राष्ट्र में बदल सकती हैं। केविप्रा के सहयोग से सीपीआरआई इस तरह की प्रौद्योगिकियों पर सहयोगी तरीके से मिशन मोड अनुसंधान परियोजनाओं को शुरू करने में अग्रणी भूमिका निभा सकता है।

वर्तमान में विदेशों से आयात किए जा रहे विद्युत उपकरणों के निर्माण के लिए देश के भीतर क्षमता का निर्माण करना भी आवश्यक है। देश के भीतर विशिष्ट उपकरणों के लिए विनिर्माण केन्द्र बनाने की दिशा में नेतृत्व करने के लिए प्रमुख भारतीय निर्माताओं के साथ केविप्रा द्वारा इस तरह की पहल की जा सकती है। इस तरह की पहल से दीर्घकाल में लाभ मिलेगा और भारत को एक आत्मनिर्भर राष्ट्र बनाने में मदद मिलेगी।

11.4.6 विद्युत क्षेत्र में क्षमता की रूपरेखा का निर्माण

भारत के पास दुनिया की सबसे बड़ी कुशल जनशक्ति मौजूद है जिसमें राष्ट्रीय और अंतर्राष्ट्रीय स्तर के विशेषज्ञ शामिल हैं। विद्युत क्षेत्र के विभिन्न पहलुओं पर देश के विशेषज्ञता स्तर को वर्गीकृत करने के लिए विशेषज्ञों और संगठन के क्षमता स्तर और क्षेत्रों को वैज्ञानिक रूप से मापने की आवश्यकता है। इससे दिए गए अनुसंधान एवं विकास परियोजना के लिए सही वैज्ञानिक इनपुट को लागू करने में मदद मिल सकेगी। 'क्षमता के आकलन के लिए माप मैट्रिक्स' बनाया जाना है और विशेषज्ञों और विशेषज्ञ संगठनों का मूल्यांकन निर्धारित मानदंडों के अनुरूप किया जाना है। इससे देश की विशेषज्ञता और विभिन्न क्षेत्रों के विशेषज्ञों की मनमाने ढंग से रेटिंग करने के बजाय 'देश के विशेषज्ञ संसाधनों का ज्ञान बैंक' बनाने में मदद मिल सकेगी। इस प्रकार प्रशिक्षण के माध्यम से ज्ञान के स्तर का उन्नयन अधिक ढाँचागत और मापन योग्य हो सकता है। भारत के प्रमुख तकनीकी क्षमता क्षेत्र, विभिन्न अनुसंधान एवं विकास संगठनों के क्षमता स्तर, विशेषज्ञों के क्षमता स्तर आदि को प्रलेखित किया जा सकता है ताकि इनमें सुधार किया जा सके।

11.4.7 अनुसंधान परियोजनाओं के तहत स्वदेशी रूप से विकसित उत्पादों की स्वीकृति के लिए संशोधित मानदंड

विद्युत क्षेत्र के संदर्भ में, स्वदेशी रूप से शोधित और विकसित विभिन्न उत्पादों, विशेष रूप से जिसमें पर्याप्त विकासात्मक निवेश होता है, को अंतिम उपयोगकर्ताओं द्वारा निर्दिष्ट न्यूनतम अवधि में उपकरण निष्पादन से संबंधित योग्यता आवश्यकताओं के रूप में प्रवेश बाधा का सामना करना पड़ता है।

स्वदेशी अनुसंधान एवं विकास प्रयासों के माध्यम से निर्मित उत्पादों के व्यावसायीकरण हेतु प्रोत्साहन प्रदान करने के लिए एक स्पष्ट नीति/दिशानिर्देशों की घोषणा की आवश्यकता है। नई तकनीक को सुगम तरीके से अपनाने के लिए खरीद प्रक्रिया को समायोजित किया जा सकता है। व्यावसायीकरण की तिथि से कम से कम पांच वर्ष की अवधि के लिए सभी को उत्पाद शुल्क में छूट के रूप में प्रोत्साहन प्रदान किया जा सकता है। ग्राहक और केविप्रा द्वारा नए विकसित उत्पाद की जाँच/परीक्षण की स्वीकृति को त्वरित अनुमोदन के माध्यम से प्रोत्साहित किया जाएगा।

11.4.8 अनुसंधान एवं विकास के लिए नीतियां

- एक बहु-अनुशासनात्मक दृष्टिकोण के आधार पर एकीकृत अनुसंधान एवं विकास योजनाओं का विकास। अच्छी तरह से एकीकृत अनुसंधान एवं विकास योजना यह सुनिश्चित करेगी कि प्रस्तावित कार्यक्रम उपयुक्त हैं, वर्तमान और नियोजित संसाधन बंदोबस्त को दर्शाते हैं, और ऊर्जा नीति की चर्चा में समुदायों को शामिल करते हैं।

- विद्युत उद्योग के लिए निजी पूंजी को आकर्षित करने या चलाने के लिए ऊर्जा मूल्य निर्धारण तंत्र को संतुलित करने के लिए जीवाश्म ईंधन सब्सिडी को हटाना;
- एक ज्ञानपूर्ण कार्यबल के गठन हेतु कौशल और क्षमता विकसित करने से ऊर्जा दक्षता कार्यक्रम, स्वच्छ प्रौद्योगिकियों के उचित परिचालन और रखरखाव में सफलता प्राप्त होती है;
- अनुसंधान एवं विकास के लिए दीर्घावधि (जैसे- 5 से 10 वर्ष के लिए) को वित्तीय सहायता प्रदान करने के संबंध में यथासंभव निश्चितता प्रदान करना।
- अनुसंधान एवं विकास कार्यक्रमों की निगरानी और मूल्यांकन, आवश्यकता पड़ने पर वित्तपोषण के स्तरों और रणनीतियों को समय पर समायोजित करता है।

11.4.9 अनुसंधान एवं विकास के लिए संस्थागत और वित्त पोषण ढांचा

सरकार को "सीपीआरआई के माध्यम से कार्यान्वित की जा रही विद्युत मंत्रालय की आरएंडडी योजनाओं" जैसी योजनाओं के माध्यम से अनुसंधान एवं विकास कार्यक्रम को वित्तीय सहायता प्रदान करना चाहिए। सीपीएसयू, उद्योग और शैक्षणिक संस्थानों और यूटिलिटीज की भागीदारी के साथ परियोजनाओं को सहयोगी मोड में भी चलाया जा सकता है।

सीपीआरआई, एनटीपीसी, एनएचपीसी, एसजेवीएनएल, टीएचडीसीआईएल, पावरग्रिड, डिस्कॉम, बीएचईएल, सीएसआईआर प्रयोगशालाएं, सरकार द्वारा वित्तपोषित अनुसंधान एवं विकास संस्थान, आईआईटी, एनआईटी पहचानी गई परियोजनाओं को निष्पादित कर सकते हैं, जिन्हें विद्युत मंत्रालय की ओर से केविप्रा और सीपीआरआई द्वारा समन्वित और प्रबंधित किया जाएगा।

सरकार को पूंजीगत अनुदान के माध्यम से सीपीआरआई को समर्थन देना जारी रखना चाहिए। सीपीआरआई की क्षेत्रीय प्रयोगशालाएं भारत के छोटे और मध्यम उद्यमियों को वैश्विक स्तर पर प्रतिस्पर्धी विद्युत उत्पादों का उत्पादन करने में मदद कर सकती हैं। यह हमारे "मेक इन इंडिया" कार्यक्रम को बढ़ावा देने के लिए एक बड़ी पहल होगी।

सीएसआर के एक हिस्से के रूप में पीएसयू द्वारा कर के बाद लाभ (पीएटी) का एक बड़ा प्रतिशत निर्धारित करने की नीति पर विचार किया जाना चाहिए ताकि विद्युत क्षेत्र में आरएंडडी को बहुत आवश्यक गति प्रदान की जा सके। विद्युत क्षेत्र में विभिन्न संगठनों से सीएसआर फंडिंग के माध्यम से विद्युत में आरएंडडी के लिए एक बड़ा कॉर्पस फंड बनाना युक्तियुक्त है।

11.5 सिफारिशें

महत्वपूर्ण सिफारिशों का विवरण निम्नलिखित हैं:-

1. विद्युत क्षेत्र पर उच्च प्रभाव वाली सहयोगात्मक अनुसंधान परियोजनाओं को उद्योग, शिक्षा और अनुसंधान प्रयोगशालाओं के साथ प्रारंभ किया जा सकता है। ऐसी परियोजनाओं में विशिष्ट सुपुर्दगी क्षमता होनी चाहिए जिन्हें तुरंत क्षेत्र पर लागू किया जा सके।
2. प्रमुख क्षेत्र में अपनाए जाने के लिए यूटिलिटीज/उद्योग द्वारा पहचाने गए विशिष्ट प्राथमिकता वाले क्षेत्रों पर अल्पकालिक आर एंड डी परियोजनाएं प्रतिवर्ष शुरू की जा सकती हैं।

3. उत्पाद के विकास पर अनुसंधान केन्द्रित किया जाना चाहिए और उद्योगों को सेवा उन्मुख के बजाय उत्पाद उन्मुख बनने के लिए प्रोत्साहित किया जाना चाहिए।

(क) देश में एक विशाल प्रतिभा सम्पन्न निकाय और बहुत ही दक्ष अनुसंधान समूह हैं। समान क्षेत्रों में काम करने वाले संभावित अनुसंधान समूहों की पहचान करने के प्रयास किए जाने चाहिए और विशिष्ट लक्ष्यों को प्राप्त करने के लिए संयुक्त परियोजनाएं और स्टार्टअप शुरू करने चाहिए।

(ख) 'इन-हाउस' जागरूकता कार्यक्रमों, कार्यशालाओं आदि के माध्यम से विद्युत मंत्रालय के तहत सीपीएसयू/अनुसंधान संगठनों के भीतर अनुसंधान, आईपीआर निर्माण और व्यावसायीकरण की एक संस्कृति को बढ़ावा देना चाहिए।

(ग) विशिष्ट मिशन मोड परियोजनाओं की पहचान करने की आवश्यकता है जिन्हें अगले पांच वर्षों के दौरान शुरू किया जा सकता है। इसके लिए निम्नलिखित कार्य किए जा सकते हैं:-

i. उद्योग के हित में अनुसंधान समस्याओं की पहचान करने के लिए प्रतिवर्ष दो बार एक या दो विचार-मंथन बैठकें/सम्मेलन/कार्यशालाएं आयोजित की जानी चाहिए। और चल रही बैठक की समीक्षा की जानी चाहिए।

ii. समसामयिक समस्याओं के साथ-साथ आसन्न अनुसंधान आवश्यकताओं की पहचान करने वाली केंद्रित परियोजना के साथ-साथ उद्योग-धंधे शुरू किए जा सकते हैं, जिसके बाद इन संस्थानों से परियोजना प्रस्ताव प्राप्त करने के लिए आईआईटी/एनआईटी/अन्य इंजीनियरिंग संस्थानों के विशेषज्ञों को सूचित किया जा सकता है।

iii. इन अनुसंधान एवं विकास परियोजनाओं को विकसित करने और डिजाइन करने में उद्योग को संबद्ध किया जाना चाहिए, और जहाँ लागू हो, इसके निष्पादन को नियंत्रित करना चाहिए। (उदाहरण के लिए, उद्योग आदि के विशेषज्ञों द्वारा सलाह और क्षेत्र के दौरे के माध्यम से)

iv. पेटेंट प्राप्त करने और पेटेंट/प्रोटोटाइप को व्यावसायीकरण में परिवर्तन को बढ़ावा देने की आवश्यकता है।

v. विद्युत क्षेत्र के संबंध में आई-एसटीईएम (भारतीय विज्ञान प्रौद्योगिकी और इंजीनियरिंग सुविधाएं मानचित्र) डेटा बेस की समय-समय पर समीक्षा की जानी है।

vi. प्रौद्योगिकी तत्परता के स्तर का मूल्यांकन और वित्तपोषण प्राथमिकताओं और कार्यप्रणालियों के लिए संबंधित ब्लू प्रिंट।

vii. विकसित की जा रही नई तकनीकों के मानकीकरण के लिए आईआईटी, अन्य उच्च शिक्षण संस्थानों, उद्योग, अनुसंधान एवं विकास केंद्रों और बीआईएस के बीच सहयोग।

viii. अनुसंधान एवं विकास परियोजनाओं के लिए विदेशी खरीद से संबंधित अनुमोदन प्रदान करने के लिए केविप्रा के स्तर पर एक शीर्ष समिति बनाई जा सकती है, इस प्रकार मंत्रालय से अनुमोदन की आवश्यकता वाले मौजूदा दिशानिर्देशों को आसान बनाया जा सकता है।

4. खोजपूर्ण अनुसंधान और उत्पाद के विकास के लिए किए गए अनुसंधान के बीच सही संतुलन बनाए रखा जाना चाहिए। इन दो श्रेणियों के बीच आरएंडडी फंड का आवंटन प्रत्येक वित्तीय वर्ष की शुरुआत में ही तय किया जाना चाहिए। दो

श्रेणियों के बीच आवंटन की मात्रा की समय-समय पर समीक्षा की जा सकती है और इसे फिर से समायोजित किया जा सकता है।

5. एक समान/ मिलते-जुलते विषयों पर काम करने वाले विभिन्न अनुसंधान निकायों और अनुसंधान समूहों के बीच सहयोग की सुविधा के लिए एक केंद्रीय एजेंसी बनाई जाए।

6. अनुसंधान एवं विकास पेशेवरों का एक संवर्ग सृजित/अनुरक्षित किए जाने की आवश्यकता है। शोधकर्ताओं को उच्च शिक्षा और प्रशिक्षण और परीक्षण विधियों के संपर्क में आने का अवसर दिया जाना चाहिए। उन्हें अपने शोध के क्षेत्रों में खुद को अद्यतन करने की जरूरत है और अन्य समूहों के साथ भी बातचीत करनी चाहिए जहां उनके शोध प्रयासों का उपयोग किया जा सकता है या वे विभिन्न क्षेत्रों के अन्य समूह से अनुसंधान विशेषज्ञता हासिल कर सकते हैं।

7. अनुसंधान निकायों में पेशेवरों को शामिल करने की पद्धति की समीक्षा करने की आवश्यकता है। विशेष रूप से अनुसंधान एवं विकास प्रबंधन हेतु नए पेशेवर के लिए प्रशिक्षण और वरिष्ठ पेशेवरों के लिए पुनश्चर्या प्रशिक्षण का ध्यान रखा जाना चाहिए।

8. एनालिटिक्स और डेटा साइंस (एआई/एमएल, बिग डेटा) डोमेन एक क्षैतिज संज्ञानात्मक परत है जो मुख्य रूप से बड़ी मात्रा में डेटा पर कार्य करता है। इंटरनेट ऑफ थिंग्स बड़ी मात्रा में डेटा उत्पन्न करता है जिसे एनालिटिक्स और डेटा साइंस पेशेवरों और विभिन्न समाधानों द्वारा प्रयोग किया जा सकता है। इस डोमेन के लिए सभी उप-क्षेत्रों में डेटा पर काम करने वाली एक सामान्य अनुसंधान, डिजाइन और इंजीनियरिंग प्रयोगशाला की सिफारिश की जाती है।

यह प्रयोगशाला विभिन्न हितधारकों के साथ विशिष्ट डेटा विज्ञान संबंधी समस्याओं पर काम कर सकती है।

9. सूचना सुरक्षा (जैसे ब्लॉक चेन) और साइबर सुरक्षा डोमेन, प्रौद्योगिकी की क्षैतिज परतें हैं जो परियोजना के सभी चरणों, जैसे उत्पाद/परियोजना डिजाइन, खरीद, स्थापना और इसे चालू किया जाना, परिचालन और प्रबंधन, आपूर्ति श्रृंखला आदि के लिए प्रासंगिक हैं। विद्युत प्रणालियों की साइबर सुरक्षा पर अनुसंधान कार्य, एक सामान्य अनुसंधान, डिजाइन और इंजीनियरिंग प्रयोगशाला द्वारा किया जाना चाहिए जो सभी उप-क्षेत्रों में काम करती है। यह प्रयोगशाला विभिन्न हितधारकों के साथ विभिन्न समस्याओं जो विशेष रूप से प्रणाली, नेटवर्क, अनुप्रयोग आदि के डिजाइन और इंजीनियरिंग पर केंद्रित है, के समाधान पर कार्य कर सकती है। यह प्रयोगशाला सूचना और साइबर सुरक्षा में एआई/एमएल के अनुप्रयोग के लिए एआई/एमएल और डेटा साइंस लैब के साथ भी कार्य कर सकती है।

10. उच्च मूल्य वाली परियोजनाओं का समर्थन करने के लिए, विद्युत मंत्रालय, विज्ञान और प्रौद्योगिकी विभाग, नीति आयोग आदि से अंतर-विभागीय वित्तपोषण को प्रोत्साहित किया जा सकता है। यदि संभव हो तो आरएंडडी और व्यावसायीकरण गतिविधियों को बढ़ावा देने के लिए विद्युत क्षेत्र के विभिन्न संगठनों से सीएसआर योगदान के साथ एक कोष बनाया जा सकता है।

अध्याय 12

मानव संसाधन का विकास

12.0 परिचय

मानव संसाधन का विकास और क्षमता निर्माण, वर्तमान विद्युत परिदृश्य में, मूल्यवान मानव संसाधनों को आकर्षित करने, उपयोग करने, विकसित करने और संरक्षित करने के लिए एक बहुत व्यापक और व्यावहारिक दृष्टिकोण की मांग करता है। प्रशिक्षण, पुनः प्रशिक्षण और कैरियर की संभावनाएं मानव संसाधन विकास के कुछ महत्वपूर्ण तत्व हैं। प्रशिक्षण पर खर्च किए गए धन को व्यय के बजाय निवेश के रूप में माना जाना चाहिए। विद्युत क्षेत्र के सभी क्षेत्रों के तीव्र विकास के लिए प्रशिक्षित जनशक्ति की मौजूदगी एक आवश्यक शर्त है। प्रशिक्षित जनशक्ति में कुशल अभियन्ता, सुपरवाइजर, प्रबंधक, तकनीशियन और ऑपरेटर शामिल हैं। विद्युत क्षेत्र, नवीकरणीय ऊर्जा में बड़े पैमाने पर विकास के लिए तैयार है, लेकिन असतत सौर और पवन ऊर्जा उत्पादन स्थिरता के साथ-साथ ग्रिड में ऊर्जा एकीकरण के लिए एक बड़ी चुनौती है। स्मार्ट मीटर, भूमिगत केबल आदि के कार्यान्वयन के साथ वितरण क्षेत्र में सुधार के लिए प्रशिक्षित जनशक्ति की आवश्यकता है ताकि आपूर्ति की गुणवत्ता और विश्वसनीयता बरकरार रहे। निश्चित भूमिकाओं और उत्तरदायित्व वाले विभिन्न हितधारकों को यह सुनिश्चित करना होगा कि कार्मिकों को विनियमन की बेहतर समझ और उसके व्यावसायिक पहलू पर इसके प्रभाव की भली-भांति समझ के लिए प्रशिक्षण दिया जाए। पावर ट्रेडिंग एक उभरता हुआ क्षेत्र है और विद्युत उद्योग को लाभ पहुंचाने के लिए यह आवश्यक है कि अवधारणा या बुनियादी सिद्धांत स्पष्ट हों। स्वचालन में वृद्धि के साथ साइबर हमलों का खतरा कई गुना बढ़ गया है।

अतः विद्युत क्षेत्र की जटिलता/चुनौतियों का सामना करने के लिए, विद्युत उत्पादन, पारेषण, वितरण, लोड डिस्पैच, पावर ट्रेडिंग और साइबर सुरक्षा के विभिन्न क्षेत्रों में प्राप्त तकनीकी ज्ञान को उभरती प्रौद्योगिकियों और अनुप्रयुक्त अभियांत्रिकी के साथ शामिल करने की आवश्यकता है। भारत में आधुनिक विद्युत क्षेत्र की चुनौतियों से निपटने के लिए इन सभी कौशलों को नियमित रूप से उन्नत करने की आवश्यकता है।

12.1 जनशक्ति का आकलन

12.1.1 जनशक्ति की आवश्यकता हेतु मानदंड

राष्ट्रीय विद्युत योजना, 2017-22 भाग-I- उत्पादन (2018 में अधिसूचित) से इन मानदंड को ग्रहण किए गए हैं। संविदात्मक और गैर-संविदात्मक दोनों जनशक्ति पर विचार करके मानदंड बनाए गए हैं। ये मानदंड नीचे तालिका 12.1 में दर्शाए गए हैं:-

तालिका 12.1
जनशक्ति की आवश्यकता हेतु मानदंड

(जनशक्ति/मेगावाट)

क्र.सं.	विवरण	तकनीकी	गैर- तकनीकी
1	तापविद्युत उत्पादन	0.486	0.144
2	सौर	0.550	0.165
3	पवन	0.321	0.096
4	बायोमास	0.486	0.144
5	जलविद्युत उत्पादन	1.341	0.405
6	नाभिकीय	1.098	0.468

टिप्पणी : जनशक्ति हेतु बनाए गए मानदंड में नियमित रोजगार के साथ-साथ संविदात्मक रोजगार को भी शामिल किया गया है। ये मानदंड उत्पादन क्षमता के सभी आकारों का औसत है। स्वचालन के स्तर में वृद्धि और उच्च आकार के संयंत्र की स्थापना के साथ जनशक्ति/मेगावाट अनुपात में और कमी हो सकती है।

12.1.2 वर्ष 2022-27 के दौरान जनशक्ति की आवश्यकता

वर्ष 2022-27 में 2,11,819 मेगावाट (1,79,939 मेगावाट नवीनीकरण ऊर्जा 6300 मेगावाट नाभिकीय और 25,580 मेगावाट तापविद्युत (कोयला और गैस)) सहित अतिरिक्त क्षमता वृद्धि के लिए, लगभग 150.97 हजार जनशक्ति की आवश्यकता होगी, जिसमें से 115.48 हजार तकनीकी और 35.49 हजार गैर- तकनीकी जनशक्ति शामिल है। इसका विवरण नीचे तालिका 12.2 और तालिका 12.3 में दिया है :

तालिका 12.2
वर्ष 2022-27 के दौरान क्षमता वृद्धि @

विवरण	कुल(मेगावाट)
तापविद्युत	25,580
नाभिकीय	6,300
जलविद्युत	10,462
लघु जलविद्युत	352
सौर	131,570
पवन(तटीय)	32,537
बायोमास	2,318
पंप भंडारण संयंत्र	2,700
कुल	211,819

@ दिनांक 31.12.22 को वर्ष 2022-23 के दौरान 9,306 मेगावाट सौर ऊर्जा, 1572 मेगावाट पवन, 50 मेगावाट बायोमास और 208 मेगावाट जलविद्युत (एसएचपी सहित) पहले ही जोड़ी जा चुकी है।

तालिका 12.3

वर्ष 2022-27 के दौरान परिकल्पित 2,11,819 मेगावाट की क्षमता वृद्धि के लिए आवश्यक जनशक्ति

(आंकड़े हजार में)

	तकनीकी	गैर-तकनीकी	कुल
तापविद्युत	12.43	3.68	16.12
नाभिकीय	6.92	2.95	9.87
बड़े जलविद्युत	13.87	4.19	18.06
लघु जलविद्युत	0.35	0.11	0.46
सौर	67.25	20.17	87.42
पवन(तटीय)	9.94	2.97	12.91
बायोमास	1.10	0.33	1.43
पीएसपी	3.62	1.09	4.71
कुल	115.48	35.49	150.97

टिप्पणी :पारेषण और वितरण के लिए जनशक्ति की आवश्यकता एनईपी के खंड -II में शामिल की जाएगी।

12.1.3 वर्ष 2027-32 की अवधि के दौरान जनशक्ति की आवश्यकता

वर्ष 2027-32 में 2,91,802 मेगावाट (2,59,722 मेगावाट नवीनीकरण उर्जा सहित) अतिरिक्त क्षमता वृद्धि के लिए, लगभग 227.40 हजार जनशक्ति की आवश्यकता होगी, जिसमें से 174.21 हजार तकनीकी और 53.19 हजार गैर-तकनीकी जनशक्ति शामिल है। इसका विवरण नीचे तालिका 12.4 और तालिका 12.5 में दिया गया है:

तालिका 12.4

वर्ष 2027-32 के दौरान क्षमता वृद्धि

विवरण	कुल(मेगावाट)
तापविद्युत	25,480
नाभिकीय	6,600
जलविद्युत	9,732
लघु लविद्युत	250
सौर	179,000
पवन(तटीय)	47,500
पवन(गैर-तटीय)	1,500
बायोमास	2,500
पंप भंडारण संयंत्र	19,240
कुल	291,802

तालिका 12.5

वर्ष 2027-32 के दौरान परिकल्पित 2,91,802 मेगावाट की क्षमता वृद्धि के लिए आवश्यक जनशक्ति

(आंकड़े हजार में)

	तकनीकी	गैर-तकनीकी	कुल
तापविद्युत	12.38	3.67	16.05
नाभिकीय	7.25	3.09	10.34

बड़े जलविद्युत	13.05	3.94	16.99
लघु जलविद्युत	0.34	0.10	0.44
सौर	98.45	29.54	127.99
पवन(तटीय)	15.25	4.56	19.81
पवन(गैर-तटीय)	0.48	0.14	0.63
बायोमास	1.22	0.36	1.58
पीएसपी	25.80	7.79	33.59
कुल	174.21	53.19	227.40

टिप्पणी :पारेषण और वितरण के लिए जनशक्ति की आवश्यकता एनईपी के खंड -II में शामिल की जाएगी।

12.2 प्रशिक्षण आवश्यकता का आकलन

12.2.1 प्रशिक्षण रणनीति

उपर्युक्त जरूरतों को पूरा करने के लिए, विद्युत क्षेत्र के कर्मियों को निम्नलिखित श्रेणियों में प्रशिक्षण की आवश्यकता है:-

i) केविप्रा द्वारा जारी सितंबर, 2010 की राजपत्र अधिसूचना के तहत वैधानिक आवश्यकताओं के अनुसार उत्पादन परियोजनाओं (तापविद्युत, जलविद्युत, गैस) के साथ-साथ पारेषण और वितरण प्रणाली के ओ एंड एम में कार्यरत मौजूदा सभी कर्मचारियों के लिए 4 सप्ताह से 30 सप्ताह तक ओ एंड एम प्रशिक्षण। इसमें अन्य बातों के साथ-साथ निम्नलिखित प्रशिक्षण भी शामिल हैं:

- कक्षा प्रशिक्षण
- तापविद्युत, जलविद्युत के लिए सिमुलेटर प्रशिक्षण
- नौकरी के दौरान प्रशिक्षण।

i) विद्युत संयंत्रों के ओ एंड एम के लिए नए भर्ती किए गए इंजीनियरों, पर्यवेक्षकों और तकनीशियनों के लिए प्रारंभिक स्तर का प्रशिक्षण अनिवार्य है।

ii) विभिन्न विशेषज्ञताओं में अलग-अलग डिग्री वाले सभी मौजूदा कर्मियों के लिए वर्ष में 5 दिनों का पुनश्चर्या/उन्नत प्रशिक्षण।

iii) भारत/विदेश में कार्यरत वरिष्ठ अधिकारियों/प्रबंधकों को वर्ष में 5 दिनों का प्रबंधन प्रशिक्षण।

iv) पुनर्नियुक्ति के लिए उपयुक्त पाए जाने वाले सेवानिवृत्त इकाइयों के कर्मियों के लिए प्रशिक्षण।

"सभी के लिए प्रशिक्षण" ही रणनीति का सबसे महत्वपूर्ण घटक होना चाहिए, चाहे कर्मि किसी भी पद पर कार्यरत हो। प्रत्येक व्यक्ति को वर्ष में कम से कम एक सप्ताह का प्रशिक्षण प्रदान किया जाना चाहिए। कुछ यूटिलिटीज में राष्ट्रीय प्रशिक्षण नीति के आधार पर प्रतिवर्ष प्रत्येक तकनीकी व्यक्ति को पांच दिवसीय प्रशिक्षण चयनात्मक रूप से प्रदान किया जा रहा है।

12.2.2 क्षमता निर्माण के लिए सिफारिशें

❖ ओ एंड एम प्रशिक्षण

राजपत्र अधिसूचना संख्या सीईआई/1/59/सीईए/ईआई (सुरक्षा और विद्युत आपूर्ति से संबंधित उपाय) विनियम, 2010

और केविप्रा द्वारा इसमें किए गए संशोधन, यदि कोई हो, के अनुसार, विद्युत परियोजनाओं (तापविद्युत, जलविद्युत, गैस) और टी एंड डी के ओ एंड एम में कार्यरत इंजीनियरों, पर्यवेक्षकों और तकनीशियनों के लिए 4 सप्ताह से 30 सप्ताह तक का प्रशिक्षण प्राप्त करना अनिवार्य है।

❖ ऑन-जॉब प्रशिक्षण सुविधा

ऑन-जॉब प्रशिक्षण अब उन सभी प्रशिक्षुओं के लिए भी अनिवार्य है जिन्हें उत्पादन परियोजनाओं (तापविद्युत, जलविद्युत, गैस) और पारेषण और वितरण के ओ एंड एम में प्रशिक्षण दिया जा रहा है। यह प्रशिक्षण 2 सप्ताह से 16 सप्ताह तक का होता है।

❖ प्रारंभिक प्रशिक्षण

सभी तकनीकी कर्मियों के लिए प्रारंभिक प्रशिक्षण अनिवार्य है।

❖ पुनश्चर्या/उच्च स्तरीय प्रशिक्षण

पदोन्नति पर प्रत्येक व्यक्ति के लिए पुनश्चर्या/उन्नत प्रशिक्षण की व्यवस्था की जानी चाहिए, जिसके लिए नई/अलग-अलग भूमिकाओं और कार्य स्थितियों को पूरा करने की आवश्यकता होती है।

तकनीकी, वाणिज्यिक और प्रबंधन क्षमताओं में वृद्धि हेतु 1 सप्ताह के प्रशिक्षण का प्रस्ताव है।

❖ सेवानिवृत्त होने वाले तापविद्युत संयंत्रों में कार्यरत कर्मियों को नए विद्युत संयंत्रों में उनकी पुनर्नियुक्ति के लिए प्रशिक्षण देना। सेवानिवृत्त होने वाले संयंत्रों में कार्यरत जनशक्ति को वर्ष 2022-32 में चालू होने वाले नए विद्युत संयंत्रों में शामिल करने के लिए उन्हें आधुनिक तापविद्युत प्रौद्योगिकी में पुनः उन्मुख/पुनर्प्रशिक्षित करने की आवश्यकता है।

❖ प्रबंधन प्रशिक्षण

कार्यपालकों/प्रबंधकों का निरंतर विकास का अत्यधिक महत्व है, विशेष रूप से उनके करियर के संक्रमण काल में और लगातार बदलते कारोबारी माहौल और नियामक पहलुओं के संदर्भ में। अधिकारियों को विद्युत क्षेत्र के वाणिज्यिक और नियामक मामलों के पहलुओं के विषय में समझ विकसित कराया जाना चाहिए। साथ ही, गैर-तकनीकी पृष्ठभूमि वाले वित्त और प्रबंधन के कार्यपालकों को उपयुक्त प्रशिक्षण कार्यक्रमों के माध्यम से तकनीकी उन्मुखीकरण प्रदान किया जाना चाहिए। इसके लिए एक सप्ताह का प्रशिक्षण प्रस्तावित है।

❖ सिमुलेटर प्रशिक्षण

राजपत्र अधिसूचना संख्या सीईआई/1/59/सीईए/ईआई (सुरक्षा और विद्युत आपूर्ति से संबंधित उपाय) विनियम, 2010 के अनुसार, तापविद्युत और जलविद्युत संयंत्रों के संचालन और रखरखाव में कार्यरत कर्मियों के लिए क्रमशः 2 सप्ताह और 1 सप्ताह का सिमुलेटर प्रशिक्षण अनिवार्य है। इसे उपर्युक्त ओ एंड एम प्रशिक्षण में शामिल किया गया है। मैनुअल और स्वचालित उपकरणों के सुरक्षित और कुशल परिचालन के लिए, कर्मियों को सिमुलेटर पर प्रशिक्षित किया जाना है।

❖ ऊर्जा के नवीकरणीय स्रोतों में प्रशिक्षण

चूंकि यह परिकल्पना की गई है कि वर्ष 2022-27 में लगभग 170,191 मेगावाट और वर्ष 2027-32 में 259,722 मेगावाट नवीकरणीय ऊर्जा प्राप्त की जाएगी, अतः यह प्रस्ताव किया जाता है कि विभिन्न नवीकरणीय ऊर्जा प्रौद्योगिकियों जैसे सौर, पवन, बायो-मास, लघु जलविद्युत इकाई आदि में कम से कम 1-2 महीने का विशेष प्रशिक्षण दिया जाए। प्रशिक्षण में नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों की ग्रिड कनेक्टिविटी को भी महत्व दिया जा सकता है।

❖ मांग पक्ष प्रबंधन, ऊर्जा दक्षता और ऊर्जा संरक्षण में प्रशिक्षण

डीएसएम, ऊर्जा संरक्षण और ऊर्जा दक्षता के संबंध में ऊर्जा प्रबंधकों और ऊर्जा लेखा परीक्षकों, उद्योग कर्मियों, ऑपरेटरों, किसानों को भी प्रशिक्षण प्रदान किया जाना चाहिए। छात्रों के पाठ्यक्रम में भी ऊर्जा संरक्षण को शामिल किया जाना चाहिए।

❖ पावर सिस्टम ऑपरेटरों के लिए प्रशिक्षण

प्रवेश स्तर पर सिस्टम योजनाकर्ताओं, ऑपरेटरों और इंजीनियरों को 3 महीने का व्यापक प्रशिक्षण दिया जाना चाहिए।

वर्ष 2022-27 में यह प्रशिक्षण प्रतिवर्ष लगभग 250-300 प्रशिक्षणार्थियों को दिये जाने की आवश्यकता होगी। इसके बाद 4 से 5 वर्ष के अनुभव के साथ लोड डिस्पैचर के लिए एक विशेष प्रशिक्षण दिया जाना चाहिए।

❖ प्रौद्योगिकी उन्नति और अनुसंधान एवं विकास के कारण मानव संसाधन विकास और तकनीकी क्षमता निर्माण

प्रौद्योगिकी विकास में वृद्धि की स्थिरता को बनाए रखने के लिए कुशल जनशक्ति के साथ-साथ उच्चस्तरीय कुशल अनुसंधान कर्मियों की विकास दर, प्रौद्योगिकी उन्नति और अनुसंधान एवं विकास की आवश्यकताओं को बरकरार रखने की आवश्यकता है। ऐसे में कौशल विकास पर जोर देने की जरूरत है।

❖ व्यवहार में परिवर्तन/व्यवहार विज्ञान पर प्रशिक्षण

प्रारंभिक स्तर के प्रशिक्षण के साथ-साथ पुनः प्रशिक्षण कार्यक्रमों के पाठ्यक्रम में मनोवृत्ति परिवर्तन/व्यवहार विज्ञान पर प्रशिक्षण शुरू करने की अत्यधिक अनुशंसा की जाती है। इस तरह के प्रशिक्षण से गुजरने के बाद, कर्मियों में संगठन के प्रति अपनेपन की भावना विकसित होती है।

तकनीकी कौशल के अलावा, विद्युत पेशेवर के पास संचार कौशल, समय प्रबंधन, टीम वर्क, तकनीकी लेखन, नैतिकता और आचार नीति आदि जैसे जीवन कौशल होने चाहिए।

❖ सूचना प्रौद्योगिकी और साइबर सुरक्षा में प्रशिक्षण

सूचना प्रौद्योगिकी ने जीवन के सभी पहलुओं में प्रवेश कर लिया है। सूचना प्रौद्योगिकी और साइबर सुरक्षा के क्षेत्र में नौकरी की आवश्यकता के अनुसार पर्याप्त प्रशिक्षण प्रदान किया जाना चाहिए। केविप्रा (विद्युत क्षेत्र में साइबर सुरक्षा) दिशानिर्देश, 2021 के अनुसार, सभी आईटी और ओटी सिस्टम के ओ एंड एम में कार्यरत कर्मियों को केविप्रा द्वारा नामित किसी भी प्रशिक्षण संस्थान से विद्युत क्षेत्र की साइबर सुरक्षा पर पाठ्यक्रम करना अनिवार्य होगा। वर्तमान में एनपीटीआई द्वारा प्रशिक्षण कार्यक्रम आयोजित किया जा रहा है।

❖ पावर ट्रेडिंग में प्रशिक्षण

विनियामक सुधारों और इसमें मजबूती प्रदान किए जाने के साथ, विद्युत बाजार की क्षमता में काफी वृद्धि हुई है। विद्युत क्षेत्र में जोखिम को रोकने और इसमें प्रगति के लिए बाजार संरचना में प्रशिक्षण अनिवार्य है।

❖ गैरतकनीकी अधिकारियों- और कर्मचारियों का प्रशिक्षण

गैर-तकनीकी अधिकारियों और कर्मचारियों का प्रशिक्षण संबंधित संस्थानों के सहयोग से आवश्यकतानुसार कार्यात्मक कौशल/प्रबंधन क्षेत्रों में नियमित अंतराल पर किया जाना चाहिए।

❖ विद्युत उत्पादन केन्द्रों के लिए मानव संसाधन विकास और क्षमता निर्माण

वर्ष 2022-27 के दौरान डीएसएम, ऊर्जा प्रबंधन और ऊर्जा लेखापरीक्षा के क्षेत्रों में राज्य और केंद्रीय दोनों क्षेत्रों में विद्युत केन्द्रों के अधिकारियों, इंजीनियरों और ऑपरेटरों के लिए क्षमता निर्माण कार्यक्रम का प्रस्ताव है।

❖ नाभिकीय ऊर्जा कर्मियों के लिए प्रशिक्षण

कड़ी सुरक्षा आवश्यकताओं और अन्य राष्ट्रीय और अंतर्राष्ट्रीय नियमों के कारण, नाभिकीय ऊर्जा क्षेत्र में काम करने वाले प्रत्येक व्यक्ति को विशेष प्रशिक्षण दिया जाता है। बहु-विषयक आवश्यकताओं को पूरा करने के लिए, नाभिकीय ऊर्जा विभाग (डीएई) ने पेशेवरों और गैर-पेशेवरों दोनों के लिए इन-हाउस प्रशिक्षण सुविधाओं का निर्माण किया है।

❖ विदेश में प्रशिक्षण

विकसित देशों में प्रशिक्षण हेतु योग्य कर्मियों की प्रतिनियुक्ति के लिए संबंधित अधिकारियों के साथ सीधा प्रसारण के

माध्यम से संपर्क किया जाना चाहिए ताकि उन्हें नवीनतम वैश्विक घटनाक्रमों से अवगत रखा जा सके।

❖ **हॉट लाइन रखरखाव प्रशिक्षण**

विभिन्न यूटिलिटीज से हॉट लाइन रखरखाव प्रशिक्षण की भारी मांग है। प्रशिक्षण क्षमता में वृद्धि की तत्काल आवश्यकता है क्योंकि इस प्रकार का प्रशिक्षण वर्तमान में देश में केवल दो संस्थानों द्वारा दिया जा रहा है।

❖ **दूरस्थ शिक्षा, ई-लर्निंग और वेब आधारित प्रशिक्षण के माध्यम से प्रशिक्षण**

चूंकि विद्युत परियोजनाओं के निर्माण और ओ एंड एम में कार्यरत सभी व्यक्तियों के लिए प्रशिक्षण संभव नहीं है, अतः पत्राचार के माध्यम से, वेब आधारित प्रशिक्षण के माध्यम से और ई-लर्निंग के माध्यम से भी ज्ञान के उन्नयन और प्रशिक्षण का सुझाव दिया जाता है।

❖ **प्रत्येक यूटिलिटी द्वारा लिखित प्रशिक्षण नीति की आवश्यकता**

केंद्रीय क्षेत्र, राज्य क्षेत्र और निजी क्षेत्र की प्रत्येक यूटिलिटी के पास एक लिखित प्रशिक्षण नीति होनी चाहिए, जिसमें यह दर्शाया गया हो कि संगठन अपनी प्रशिक्षण आवश्यकताओं को कैसे पूरा करने का प्रस्ताव करता है।

❖ **आईटीआई को अपनाना**

सीपीएसयू द्वारा साठ (60) से अधिक आईटीआई को अपनाया गया है, जिसमें इन संस्थानों से हर साल लगभग 18,000 तकनीशियन पास आउट होते हैं। सीपीएसयू द्वारा उनकी सीएसआर गतिविधियों के तहत इस तरह की पहल को प्रोत्साहित किया जा सकता है।

❖ **प्रशिक्षण बजट का प्रावधान**

विद्युत क्षेत्र के लिए राष्ट्रीय प्रशिक्षण नीति के अनुरूप, प्रशिक्षण के लिए प्रारंभ में संगठन के वेतन बजट का न्यूनतम 1.5% आवंटित किया जा सकता है। इसे धीरे-धीरे वेतन बजट के 5% तक बढ़ाया जाना चाहिए।

12.3 सिफारिशें

- केंद्रीय/राज्य/निजी क्षेत्र के तहत सभी संगठनों को अपने कर्मियों को सरकार (केविप्रा/विद्युत मंत्रालय) द्वारा मान्यता प्राप्त संस्थानों में प्रशिक्षण देना आवश्यक है, जैसा कि केविप्रा (सुरक्षा और विद्युत आपूर्ति से संबंधित उपाय) विनियम, 2010 के विनियमों 6 और 7 में इसे अनिवार्य किया गया है।
- केविप्रा (सुरक्षा और विद्युत आपूर्ति से संबंधित उपाय) विनियम, 2010 के विनियमों 6 और 7 में निर्धारित मानदंडों के अनुसार सभी केंद्रीय क्षेत्र की यूटिलिटीज, राज्य क्षेत्र की यूटिलिटीज और आईपीपी द्वारा ओ एंड एम और पुनश्चर्या प्रशिक्षण प्रदान किए जाने का प्रस्ताव है।
- केविप्रा (सुरक्षा और विद्युत आपूर्ति से संबंधित उपाय) विनियम, 2010 के अनुसार केंद्र/राज्य सरकारों द्वारा मान्यता प्राप्त प्रशिक्षण संस्थानों में अनिवार्य प्रशिक्षण आयोजित किया जाएगा।
- स्मार्ट वितरण, स्मार्ट पारेषण और स्मार्ट उत्पादन के क्षेत्रों में भी विद्युत क्षेत्र से संबंधित प्रशिक्षण को मजबूत किया जा सकता है ताकि उभरते हुए क्षेत्रों को समायोजित किया जा सके।
- विद्युत मंत्रालय की राष्ट्रीय प्रशिक्षण नीति (एनटीपी) के अनुपालन में, संगठन के वेतन बजट की न्यूनतम 1.5% धनराशि प्रशिक्षण के लिए आवंटित की जा सकती है, इसे धीरे-धीरे बढ़ाकर वेतन बजट का 5% किया जाना चाहिए।

अध्याय 13 ऊर्जा स्टोरेज प्रणाली

13.0 परिचय

भारतीय विद्युत क्षेत्र में नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों से उत्पादित विद्युत क्षमता में महत्वपूर्ण वृद्धि होने वाली है, जिसके परिणामस्वरूप परिवर्तनीय नवीकरणीय ऊर्जा (वीआरई) की हिस्सेदारी में वृद्धि हो जाएगी। लागत अर्थशास्त्र भी यही संकेत देता है कि भविष्य में कुल क्षमता वृद्धि में आरई आधारित क्षमता वृद्धि की हिस्सेदारी में वृद्धि होने की उम्मीद है। हालांकि, आरई क्षमता के इस विस्तृत पैमाने पर विस्तार के लिए सिस्टम द्वारा अतिरिक्त फ्लेक्सिबल उत्पादन की आवश्यकता होगी ताकि ग्रिड को संतुलित किया जा सके।

आरई उत्पादन में महत्वपूर्ण वृद्धि के अलावा, आने वाले वर्षों में विद्युत की उच्चतम मांग में भी काफी वृद्धि होने की उम्मीद है। गैर-सौर घंटों के दौरान चरम मांग को पूरा करने के लिए, बल्क वीआरई उत्पादन हमेशा उपलब्ध नहीं होता है। इसके कारण, उच्चतम मांग में यह अपेक्षित वृद्धि उच्चतम मांग की अवधि के दौरान संसाधन पर्याप्तता (लचीलेपन के साथ) की चुनौती के रूप में सामने आ सकती है। ऊर्जा स्टोरेज प्रणालियाँ, विभिन्न समय क्षितिजों (मिनट, दिन, सप्ताह) में अतिरिक्त उत्पादन का स्टोरेज करके वास्तविक समय के आधार पर आपूर्ति की गुणवत्ता सुनिश्चित करते हुए आंतरायिक उत्पादन स्रोतों और ग्रिड स्थिरता के मामलों को एकीकृत करके उत्पन्न चुनौतियों का सामना करने में उपयोगी साबित हो सकती हैं।

दुनिया भर में कई ग्रिड स्केल एनर्जी स्टोरेज सिस्टम व्यावसायिक रूप से उपलब्ध हैं जिनमें पंप स्टोरेज प्लांट, बैटरी एनर्जी स्टोरेज सिस्टम आदि शामिल हैं। हालाँकि, कई ऊर्जा स्टोरेज प्रौद्योगिकियाँ, जैसे कि पिघली हुई चट्टानें, फ्लाइव्हील्स, सुपर कैपेसिटर, ग्रीन हाइड्रोजन के संदर्भ में विकास और लागत अनुमानों के प्रारंभिक चरण में हैं और उनकी तकनीकी विशेषताओं का अभी तक कोई भी सटीक अनुमान नहीं लगाया जा सका है। मांग में परिवर्तन पर स्टोरेज की प्रतिक्रिया, स्टोरेज प्रक्रिया में खपत ऊर्जा की दर, इसकी समग्र ऊर्जा स्टोरेज क्षमता और रिचार्जिंग समय से ऊर्जा स्टोरेज सुविधा की प्रभावशीलता निर्धारित होती है।

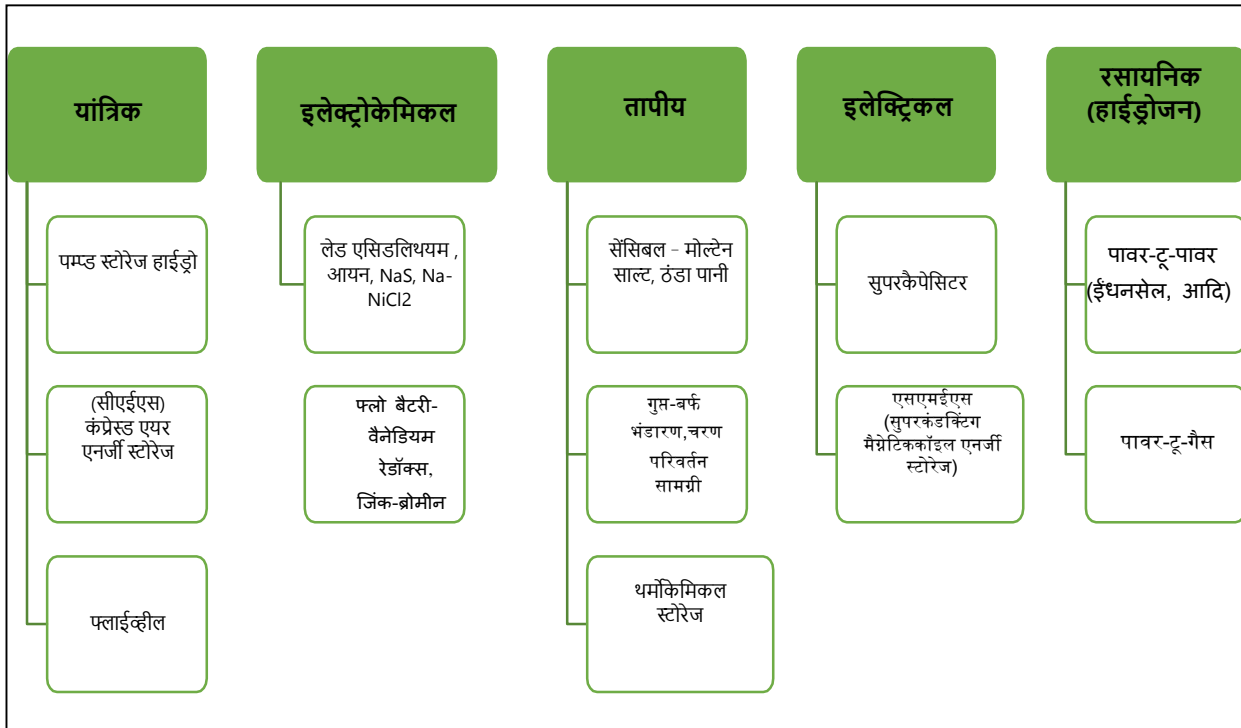
इस अध्याय में उत्पादन विस्तार-योजना अध्ययन में प्रयुक्त ऊर्जा स्टोरेज प्रणाली के तकनीकी आर्थिक मानकों के विषय में चर्चा की गई है और उन स्टोरेज समाधानों का संक्षिप्त विवरण दिया गया है जो अभी प्रारंभिक अवस्था में हैं।

13.1 ऊर्जा स्टोरेज का अवलोकन

विद्युत ऊर्जा स्टोरेज प्रणालियों का उपयोग ग्रिड के माध्यम से विद्युत के आदान-प्रदान के लिए किया जाता है और इसे अंततः संग्रहीत ऊर्जा के आधार पर वर्गीकृत किया जा सकता है। कई ऊर्जा स्टोरेज प्रौद्योगिकियाँ मौजूद हैं, जिन्हें मोटे तौर पर मैकेनिकल, तापीय, इलेक्ट्रोकेमिकल, इलेक्ट्रिकल और केमिकल स्टोरेज सिस्टम के रूप में वर्गीकृत किया गया है। मैकेनिकल स्टोरेज तकनीकों में पंपेड स्टोरेज हाइड्रो (पीएसएच), कंप्रेस्ड एयर एनर्जी स्टोरेज (सीएईएस) और फ्लाइव्हील्स शामिल हैं। तापीय स्टोरेज में बर्फ आधारित स्टोरेज प्रणाली, गर्म और ठंडा पानी का स्टोरेज, पिघला हुआ नमक स्टोरेज और चट्टान स्टोरेज प्रौद्योगिकियाँ शामिल हैं। इलेक्ट्रोकेमिकल श्रेणी के अन्तर्गत ऐसी प्रौद्योगिकियाँ शामिल हैं जो विद्युत के स्टोरेज के लिए विभिन्न रासायनिक यौगिकों का उपयोग करती हैं। लेड एसिड बैटरी, उच्च तापमान सोडियम बैटरी, फ्लो बैटरी, जिंक-आधारित बैटरी और लिथियम आयन बैटरी इसके सामान्य उदाहरण हैं। विद्युत स्टोरेज प्रणालियों में सुपरकैपेसिटर और सुपरकंडक्टिंग मैग्नेटिक एनर्जी स्टोरेज (एसएमईएस) भी शामिल हैं, जबकि रासायनिक स्टोरेज, आमतौर पर स्टोरेज माध्यम के रूप में हाइड्रोजन का उत्पादन करने के लिए

इलेक्ट्रोलिसिस का उपयोग करता है जिसे बाद में विद्युत (ईंधन सेल या इंजन के माध्यम से), गर्मी और परिवहन ईंधन (पावर-टू-गैस) सहित विभिन्न तरीकों से ऊर्जा में परिवर्तित किया जा सकता है।

**ऊर्जा स्टोरेज प्रौद्योगिकियों का वर्गीकरण प्रदर्शनी 13.1 में दर्शाया गया है।
प्रदर्शनी 13.1**



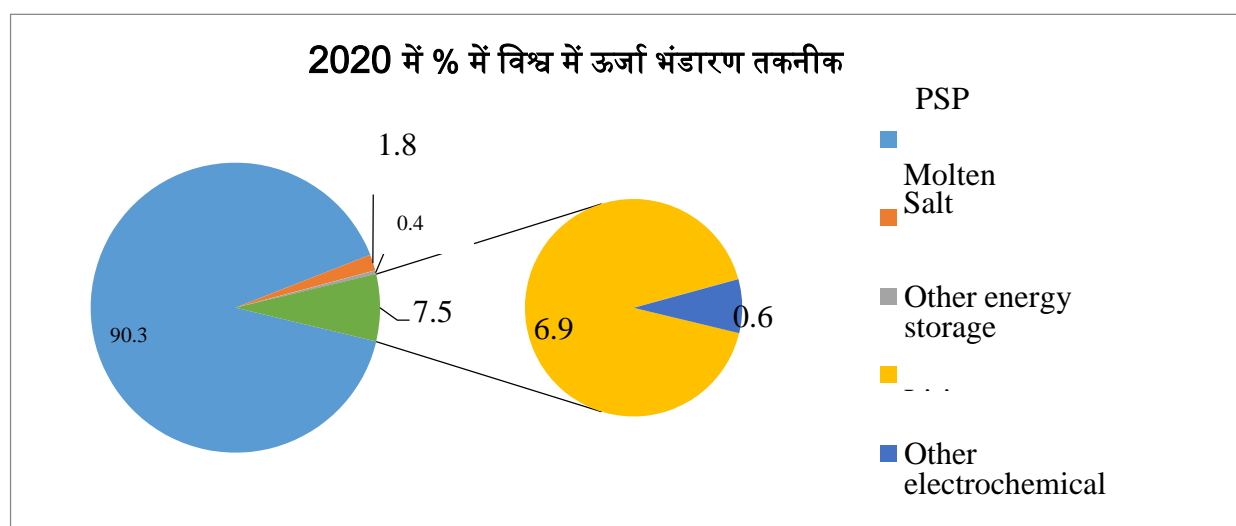
प्रत्येक प्रौद्योगिकी के प्रकार में ऊर्जा दक्षता, पावर-टू-एनर्जी (पी/ई) अनुपात, चक्र जीवन, डेपथ ऑफ डिस्चार्ज (डीओडी), सेल्फ डिस्चार्ज, ऊर्जा घनत्व, स्पेश फुटप्रिंट, और विभिन्न आकार श्रेणियों (मेगावाट और मेगावाट आवर में) के लिए उपयुक्तता जैसी विशेषताओं के लिए अलग-अलग व्यक्तिगत प्रदर्शन मैट्रिक्स होते हैं। किसी ऊर्जा स्टोरेज तकनीक के प्रदर्शन की विशेषताएँ किसी विशेष अनुप्रयोग के लिए इसकी उपयुक्तता निर्धारित करता है।

विद्युत स्टोरेज के लिए प्रौद्योगिकियों को पुनः पावर इन्टेन्सिव स्टोरेज सर्विस और एनर्जी इन्टेन्सिव स्टोरेज सर्विस में विभाजित किया गया है।

- एक निश्चित समय अवधि में सेकंड या मिनट के पैमाने पर बड़ी मात्रा में विद्युत प्रदान करने के लिए पावर इन्टेन्सिव सर्विस प्रदान की जाती हैं, और इस प्रकार, इसमें उच्च अनुपात वाले पावर-टू-एनर्जी (कम डिस्चार्ज समय) और तीव्र प्रतिक्रिया जैसी विशेषताएँ होती हैं। इन सेवाओं का उपयोग बिजली व्यवस्था में आवृत्ति और वोल्टेज के संतुलन या बिजली की गुणवत्ता प्रदान करने के लिए किया जाता है।
- एनर्जी इन्टेन्सिव सर्विस का उपयोग बड़ी मात्रा में ऊर्जा के स्टोरेज में किया जाता है ताकि मांग और आपूर्ति, ऊर्जा मध्यस्थता में संतुलन स्थापित किया जा सके और नेटवर्क संकुलन को कम किया जा सके। इन तकनीकों में निम्न अनुपात वाले पावर-टू-एनर्जी (लम्बे डिस्चार्ज समय) जैसी विशेषताएँ होती हैं और इन तकनीकों का प्रयोग ऑवरली टू सिजनल बेसिस पर किया जाता है।

वैश्विक स्तर पर अपनाई गए विभिन्न स्टोरेज प्रौद्योगिकियों का विवरण प्रदर्श 13.2 में दर्शाया गया है। सबसे अधिक अपनाई गई स्टोरेज तकनीक पंप जलविद्युत स्टोरेज (लगभग 90%) और इलेक्ट्रोकेमिकल-आधारित स्टोरेज (लगभग 7.5%) है। ये तकनीक परिवर्तनीय नवीकरणीय ऊर्जा को या तो स्थानीय रूप से (मीटर के पीछे) या ग्रिड स्तर पर (मीटर के सामने) अवशोषित करने के लिए उपयोग किया जाता है। जबकि अन्य प्रकार के स्टोरेज जैसे फ्लाईव्हील्स, पिघला हुआ नमक, और कंप्रेस्ड एयर एनर्जी स्टोरेज (सीआईएस) का भी व्यावसायिक रूप से प्रयोग किया जाता है, लेकिन दुनिया भर में ऊर्जा स्टोरेज विकास में उनका अनुपात बहुत कम है। इसके अलावा, हाइड्रोजन ऊर्जा जैसे कुछ भावी विकल्प मौजूद हैं जो ऊर्जा स्टोरेज प्रणाली (ईएसएस) के समस्त क्षेत्र में गेम चेंजर साबित हो सकते हैं।

प्रदर्शनी 13.2



स्रोत : नवीकरणीय ऊर्जा की वैश्विक स्थिति रिपोर्ट, 2021

13.2 ऊर्जा स्टोरेज की विभिन्न प्रौद्योगिकियां

13.2.1 पंप हाइड्रो स्टोरेज सिस्टम

जहाँ ऊर्जा स्टोरेज प्रणालियों के विभिन्न रूपों को वैश्विक स्तर पर स्थापित किया जा चुका है, वहीं पंप स्टोरेज प्लांट्स (पीएसपी) कई देशों की विद्युत व्यवस्था में चरम शक्ति प्रदान करने और प्रणाली की स्थिरता बनाए रखने में तेजी से महत्वपूर्ण भूमिका निभा रहे हैं। सौर और पवन ऊर्जा द्वारा उत्पन्न आंतराधिक और परिवर्तनशील ऊर्जा के स्टोरेज के लिए पम्प स्टोरेज तकनीक बड़े पैमाने पर ऊर्जा का स्टोरेज तकनीकी रूप से कुशलता, लागत प्रभावी, अत्यधिक दक्षता और लचीलेपन के साथ करता है। पीएसपी विद्युत प्रणाली के परिचालन की समग्र कार्यप्रणाली में सुधार करते हैं और कम लोड अवधि के दौरान तापविद्युत केन्द्रों की परिचालन संबंधी समस्याओं को कम करते हैं। पम्प स्टोरेज तकनीक के अन्य लाभ भी हैं, जैसे- सिस्टम को बिना किसी लागत के स्पनिंग रिजर्व की उपलब्धता प्रदान करना और नेटवर्क में आए अचानक लोड परिवर्तन को हल करने के लिए आवृत्ति को विनियमित करना। इसके अलावा, अन्य स्टोरेज विकल्पों की तुलना में पीएसपी पर्यावरण के अनुकूल बड़ी स्टोरेज क्षमता प्रदान करते हैं। इसमें लचीली क्षमता, वोल्टेज सपोर्ट और ब्लैक स्टार्ट सुविधा आदि जैसे सहायक लाभ प्रदान करने की क्षमता भी है। पम्प स्टोरेज परियोजनाओं की समयावधि जलविद्युत परियोजनाओं के समान अर्थात् 40 वर्ष है। जलाशयों में पानी पम्प करने की प्रक्रिया में नुकसान के कारण पीएसपी की दक्षता 70% से 80% के बीच है। पंप स्टोरेज तकनीक, अपनी प्रारंभिक अवस्था के बाद से काफी उन्नत हुई है और अब इसमें एडजस्टेबल स्पीड पंप टर्बाइन शामिल हैं जो ग्रिड के आसान और अधिक लचीले परिचालन के लिए मोटर से जनरेटर और सिंक्रोनस कंडेनसर मोड में शीघ्रता से स्थानांतरित हो सकते

हैं। पम्प स्टोरेज परियोजनाओं के विकास के लिए अपेक्षाकृत एक नया दृष्टिकोण उन क्षेत्रों में जलाशयों का पता लगाना है जो मौजूदा नदी प्रणालियों से भौतिक रूप से अलग हैं। इन परियोजनाओं को "क्लोड-लूप" पंप स्टोरेज कहा जाता है क्योंकि मौजूदा नदी प्रणालियों पर उनका न्यूनतम प्रभाव पड़ता है या कोई प्रभाव नहीं पड़ता है। जलाशयों को प्रारंभिक रूप से भरने के बाद, वाष्पीकरण या सीपेज नुकसान की भरपाई के लिए केवल अतिरिक्त पानी की आवश्यकता होती है ताकि पानी की मात्रा को बरकरार रखा जा सके।

13.2.1.1 भारत में पम्प स्टोरेज संयंत्रों के विकास की स्थिति

भारत में, पश्चिम बंगाल राज्य पंप स्टोरेज तकनीक को बढ़ावा देने में सबसे आगे रहा है। वर्ष 2007 में स्थापित 900 मेगावाट क्षमता वाली पश्चिम बंगाल की पुरुलिया परियोजना सफलतापूर्वक चल रही है। 31.03.2022 की स्थिति के अनुसार देश में कुल 4746 मेगावाट की आठ पीएसपी परियोजनाएं हैं, जिनमें से 3306 मेगावाट की क्षमता वाली परियोजनाएं वर्तमान में पंप मोड में काम कर रही हैं। टेल जलाशय के निर्माण में देरी या प्रणाली में कंपन संबंधी समस्याओं के कारण शेष क्षमता वर्तमान में पंप मोड में काम नहीं कर रही है। शेष क्षमता को पंप मोड में परिचालित करने के प्रयास चल रहे हैं।

केंद्रीय विद्युत प्राधिकरण (केविप्रा) ने देश के विभिन्न हिस्सों में 96,529.6 मेगावाट की पीएसपी क्षमता की पहचान की है। स्थलाकृतिक विशेषताओं के कारण क्षेत्र-वार पश्चिमी क्षेत्र में 37,845 मेगावाट की उच्चतम पीएसपी क्षमता मौजूद है। निम्नलिखित पीएसपी परियोजनाएं निर्माणाधीन हैं (31.03.2022 तक):-

- टिहरी चरण II - उत्तराखंड में 1,000 मेगावाट, टीएचडीसी लिमिटेड द्वारा कार्यान्वित।
- कोयना लेफ्ट बैंक - महाराष्ट्र में 80 मेगावाट, महाराष्ट्र के जल संसाधन विभाग द्वारा कार्यान्वित किया जा रहा है; और
- टैनगेडको द्वारा तमिलनाडु में कुंडा पंप स्टोरेज परियोजना, चरण I, II, III और IV (500 मेगावाट) का कार्यान्वयन किया जा रहा है।
- आंध्र प्रदेश में पिन्नापुरम पंप स्टोरेज परियोजना (1200 मेगावाट) ग्रीनको द्वारा विकसित किया जा रहा है।

13.2.2 बैटरी ऊर्जा स्टोरेज प्रणाली

एक बैटरी ऊर्जा स्टोरेज प्रणाली (बीईएसएस) एक विद्युत रासायनिक उपकरण है जो ग्रिड से चार्ज होता है (या ऊर्जा एकत्र करता है) और बाद में जरूरत पड़ने पर उस ऊर्जा को विद्युत या अन्य ग्रिड सेवा प्रदाता को डिस्चार्ज करता है। ग्रिड-स्केल अनुप्रयोगों के लिए कई बैटरी रसायन उपलब्ध हैं या जिस पर जांच की जा रही है, जैसे- लिथियम-आयन, लेड-एसिड, रेडॉक्स फ्लो, निकेल कैडमियम, सोडियम-सल्फर। बैटरी रसायन की प्रमुख तकनीकी में भिन्नता होती है और प्रत्येक बैटरी के अलग-अलग फायदे और नुकसान हैं। बैटरी प्रौद्योगिकियों की उपलब्धता और उनके सापेक्ष लाभ की विवरण तालिका 13.1 में दिए गए हैं:-

तालिका 13.1

प्रौद्योगिकी	राउंड-ट्रिप-दक्षता	समयावधि	लाभ
लिथियम-आयन	88-90%	10 - 15 वर्ष	पावर सेल के साथ उच्च विशिष्ट ऊर्जा और उच्च भार क्षमता
सोडियम-सल्फर बैटरी स्टोरेज	75-85%	10 - 15 वर्ष	कम लागत वाली क्षमता: सस्ती कच्ची सामग्री और मुहरबंद, रखरखाव की आवश्यकता नहीं

निकल कैडमियम बैटरी	60 - 80%	10 - 15 वर्ष	कठोर, उचित रखरखाव के साथ, उच्च चक्र गणना
वैनेडियम रेडॉक्स फ्लो बैटरी	70-75%	5 - 10 वर्ष	लम्बी सेवा अवधि, दक्ष
लेड-एसिड बैटरी	60 -70%	3 - 6 वर्ष	कम लागत और सरलता से उत्पादन कम लागत प्रति वाट-घंटा।

स्रोत: एडीबी द्वारा ऊर्जा स्टोरेज प्रणाली पर हैंडबुक, दिसंबर, 2018

13.2.2.1 बीईएसएस के घटक

बैटरी प्रणाली में बैटरी का एक समूह होता है, जो कई बैटरी को उपयुक्त वोल्टेज और क्षमता से जोड़ता है; बैटरी प्रबंधन प्रणाली (बीएमएस); और बैटरी थर्मल प्रबंधन प्रणाली। बीएमएस, विश्वसनीय और सुरक्षित संचालन हेतु वोल्टेज, तापमान और करंट के संदर्भ में सेल को हानिकारक परिचालन से बचाता है और श्रृंखला कनेक्शन के भीतर अलग-अलग सेल स्टेट्स-ऑफ-चार्ज (एसओसी) को संतुलित करता है। बैटरी थर्मल प्रबंधन प्रणाली, पैक के भीतर सम्पूर्ण मानों और तापमान के उतार-चढ़ाव के संदर्भ में उनके विनिर्देशों के अनुसार बैटरी के तापमान को नियंत्रित करती है।

इन्वर्टर सिस्टम जिसे पावर कनवर्जन सिस्टम भी कहा जाता है, डिस्चार्ज के दौरान डीसी पावर को एसी पावर में परिवर्तित करता है और बैटरी चार्ज करते समय एसी पावर को डीसी पावर में परिवर्तित करता है।

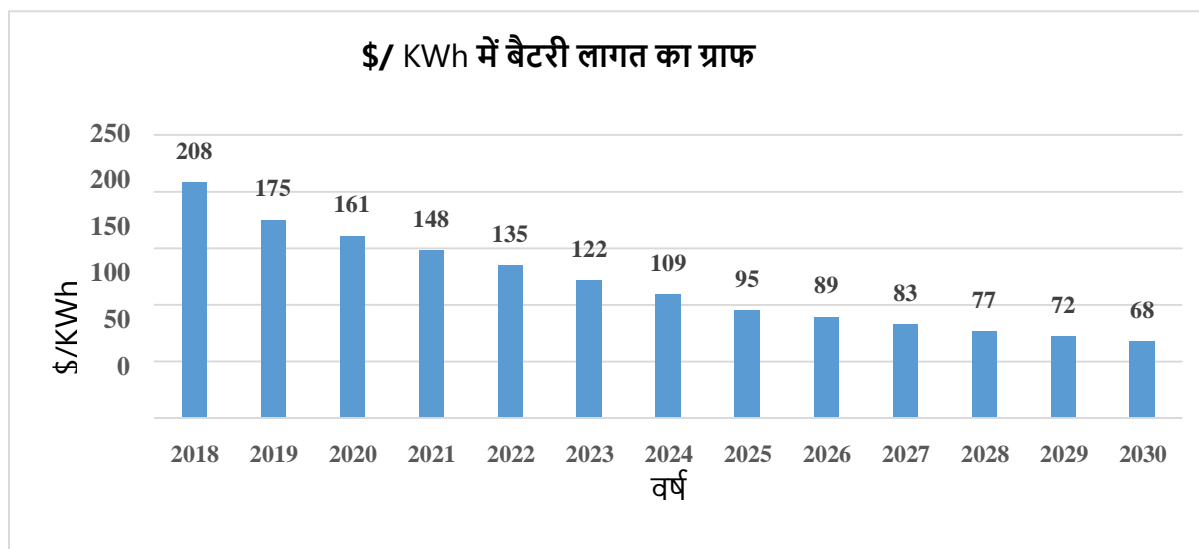
13.2.2.2 बीईएसएस की प्रमुख विशेषताएं

- बीईएसएस की कुल संभव तात्कालिक डिस्चार्ज क्षमता (किलोवाट या मेगावाट में) को रेटेड विद्युत क्षमता कहा जाता है।
- भंडारित ऊर्जा की अधिकतम मात्रा (KWh या MWh में) को ऊर्जा क्षमता कहा जाता है।
- स्टोरेज अवधि वह समय अवधि है जिसमें संग्रहीत ऊर्जा को उसकी ऊर्जा क्षमता को कम करने से पहले उसकी ऊर्जा क्षमता पर डिस्चार्ज किया जा सकता है। उदाहरण के लिए, 1 मेगावाट विद्युत क्षमता वाली बैटरी और 4 MWh प्रयोग करने योग्य ऊर्जा क्षमता की स्टोरेज अवधि चार घंटे होगी।
- चक्र जीवन/जीवनकाल वह समय अवधि या चक्र है जो बैटरी स्टोरेज प्रणाली विफलता या महत्वपूर्ण गिरावट से पहले नियमित चार्जिंग और निर्वहन प्रदान कर सकता है।
- सेल्फ-डिस्चार्ज तब होता है जब आंतरिक रासायनिक प्रतिक्रियाओं के माध्यम से बैटरी के भीतर भंडारित चार्ज (या ऊर्जा) या ग्रीड या एप्लिकेशन के लिए डिस्चार्ज किए बिना कम हो जाता है।
- चार्ज की स्थिति, जिसे प्रतिशत के रूप में अभिव्यक्त की जाती है, बैटरी के चार्ज के वर्तमान स्तर को दर्शाती है और इसकी सीमा पूर्ण रूप से डिस्चार्ज होने से लेकर पूर्ण रूप से चार्ज होने तक होती है। चार्ज की स्थिति किसी भी समय ग्रीड को ऊर्जा या सहायक सेवाएं प्रदान करने की बैटरी की क्षमता को प्रभावित करती है।
- राउंड-ट्रिप दक्षता, जिसे प्रतिशत के रूप में मापा जाता है, बैटरी से निकलने वाली ऊर्जा और बैटरी में डाली गई ऊर्जा का अनुपात है।

13.2.2.3 लिथियम-आयन बैटरी

विद्युत उत्पादन में छोटे और बड़े दोनों पैमाने पर विद्युत स्टोरेज के लिए लिथियम-आयन बैटरी शायद सबसे अधिक आशाजनक तत्व है। वर्तमान में इसका निष्पादन बेहतर है और विश्व स्तर पर यह बाजार पर हावी हो चुका है। वर्तमान में विद्युत वाहनों और विद्युत उत्पादन दोनों से जुड़े अनुप्रयोगों के लिए लिथियम-आयन बैटरी अनुप्रयोग उद्योग में क्षमता, शक्ति, आकार, विश्वसनीयता और सुरक्षा में सुधार किया जा रहा है। तकनीकी नवाचारों और बेहतर विनिर्माण क्षमता के कारण, लिथियम-आयन केमिस्ट्री में स्थापना के बाद से कीमतों में भारी गिरावट आई है। प्रदर्शनी 13.3 में दिखाए गए ब्लूमबर्ग एनईएफ अनुमानों के अनुसार भविष्य में बैटरी ऊर्जा स्टोरेज प्रणाली के लागत अनुमान में गिरावट हो सकती है।

प्रदर्शनी 13.3



स्रोत: ब्लूमबर्ग एनईएफ

हालांकि, ब्लूमबर्ग एनईएफ के अनुसार, कच्चे माल और बैटरी घटकों की बढ़ती कीमतों और बढ़ती मुद्रास्फीति ने 2022 में लिथियम-आयन बैटरी पैक की कीमतों में पहली बार वृद्धि की है। इसके अलावा, एक दशक से अधिक की गिरावट के बाद, सभी क्षेत्रों में लिथियम-आयन बैटरी पैक के लिए मात्रा-भारित औसत मूल्य 2022 में बढ़कर \$151/किलोवाट घंटा हो गया है और 2023 में \$152/ किलोवाट घंटा (वास्तविक 2022 डॉलर में) रहने की उम्मीद है। प्रदर्शनी 13.3 में परिकल्पित समय के बजाय बैटरी पैक की कीमत 2026 तक \$100 से नीचे गिरने की उम्मीद है।

भारत सरकार ने बजट 2023-24 के एक भाग के रूप में बैटरी एनर्जी स्टोरेज सिस्टम की 4000 मेगावाट घंटा क्षमता तक के लिए वीजीफ समर्थन की घोषणा की है। यह भी घोषणा की गई कि पंप स्टोरेज संयंत्रों के लिए एक नीतिगत ढांचा भी तैयार किया जा रहा है।

13.2.2.4 2029-30 तक ऊर्जा स्टोरेज दायित्व प्रक्षेपवक्र

विद्युत मंत्रालय ने 22 जुलाई, 2022 के आदेश और 19 सितंबर, 2022 के शुद्धिपत्र के माध्यम से आरपीओ ट्रेजेक्टरी जारी किया है। यह 2021-22 से परे आरपीओ ट्रेजेक्टरी को विनिर्दिष्ट करता है (तालिका 13.2)। इसके अलावा, आदेश यह भी विनिर्दिष्ट करता है कि खपत की गई कुल ऊर्जा का एक प्रतिशत सौर/पवन ऊर्जा के साथ/स्टोरेज के माध्यम से होगा।

तालिका 13.2

वित्तीय वर्ष	ऊर्जा के आधार पर स्टोरेज
2023-24	1.0%
2024-25	1.5%
2025-26	2.0%
2026-27	2.5%
2027-28	3.0%
2028-29	3.5%

2029-30	4.0%
---------	------

उपरोक्त ऊर्जा स्टोरेज दायित्व की गणना बिजली की कुल खपत के प्रतिशत के रूप में ऊर्जा के संदर्भ में की जाएगी और इसे तभी पूरा माना जाएगा जब ऊर्जा स्टोरेज प्रणाली (ईएसएस) में संग्रहीत कुल ऊर्जा का कम से कम 85% नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों से वार्षिक आधार पर खरीदा जाता है। आरई स्रोतों से संग्रहीत ऊर्जा की सीमा तक ऊर्जा स्टोरेज दायित्व को कुल आरपीओ की पूर्ति के हिस्से के रूप में माना जाएगा।

विद्युत मंत्रालय ने मार्च, 2022 में सहायक सेवाओं के साथ-साथ उत्पादन, पारेषण और वितरण संपत्तियों के हिस्से के रूप में बीईएसएस की खरीद और उपयोग के लिए दिशानिर्देश जारी किए। ये दिशा-निर्देश "बिल्ड-ओन-ऑपरेट" या "बिल्ड-ओन-ऑपरेट-ट्रांसफर" के आधार पर स्थापित की जाने वाली ग्रिड से जुड़ी परियोजनाओं से प्रतिस्पर्धी बोली के माध्यम से बीईएसएस से ऊर्जा की खरीद के लिए जारी किए गए थे।

13.2.3 कंप्रेस्ड एयर एनर्जी स्टोरेज (सीईईएस)

यह एक उभरती हुई तकनीक है। यह सैद्धांतिक रूप से पारंपरिक गैस टरबाइन उत्पादन पर आधारित है। सीईईएस एक पारंपरिक गैस टरबाइन के कम्प्रेसन और विस्तार चक्र को दो अलग-अलग प्रक्रियाओं में अलग करता है और संपीड़ित वायु की इलैस्टिक स्थितिज ऊर्जा के रूप में ऊर्जा का स्टोरेज करता है। कम मांग की अवधि के दौरान, भूमिगत स्टोरेज गुफा जैसे वायु रोधी स्थान (आमतौर पर 4.0 ~ 8.0 एमपीए) में वायु को संपीड़ित करके ऊर्जा संग्रहीत की जाती है। संग्रहीत ऊर्जा को निकालने के लिए, संपीड़ित वायु को स्टोरेज पोत से खींचा जाता है, फिर इसे ईंधन के साथ मिश्रित किया जाता है और दहन किया जाता है और फिर टरबाइन के माध्यम से इसका प्रसार किया जाता है। और विद्युत उत्पादन के लिए टर्बाइन एक जनरेटर से जुड़ा होता है। निकास नली की अपशिष्ट उष्मा को वायुमंडल में छोड़े जाने से पहले एक पुनरावर्तक के माध्यम से इसे जमा किया जा सकता है।

एक सीईईएस प्रणाली भूमि के ऊपर और भूमिगत घटकों से बना होता है जिसमें मानव निर्मित प्रौद्योगिकी और प्राकृतिक भूवैज्ञानिक संरचनाएँ शामिल होती हैं ताकि ऊर्जा को स्वीकार किया जा सके, इसका स्टोरेज किया जा सके और प्रेषण किया जा सके। बुनियादी सीईईएस स्थापना में छह प्रमुख घटक होते हैं जिनमें पांच भूमि के ऊपर और एक भूमिगत घटक शामिल हैं:-

- मोटर/जनरेटर जो कंप्रेसर या टर्बाइन ट्रेनों को वैकल्पिक जुड़ाव प्रदान करने के लिए क्लच का उपयोग करता है।
- एयर कंप्रेसर जिसके लिए दो या अधिक चरणों, यथा- इंटरकूलर और आफ्टर-कूलर की आवश्यकता हो सकती है, ताकि संपीड़न की कार्यप्रणाली को प्राप्त की जा सके और संपीड़ित वायु की नमी को कम किया जा सके।
- टर्बाइन ट्रेन, जिसमें उच्च और निम्न दोनों दबाव वाले टर्बाइन होते हैं।
- दहन टर्बाइन के संचालन के लिए उपकरण नियंत्रण, कंप्रेसर, और सहायक उपकरण और उत्पादन मोड से स्टोरेज मोड में बदलाव को विनियमित और नियंत्रित करने के लिए उपकरण नियंत्रण।
- सहायक उपकरण जिसमें ईंधन स्टोरेज और प्रबंधन शामिल है, और इस सुविधा के संचालन को सुगम बनाने हेतु आवश्यक विभिन्न ताप विनिमायकों के लिए यांत्रिक और विद्युत प्रणालियाँ।
- भूमिगत घटक मुख्य रूप से संपीड़ित वायु के स्टोरेज के लिए उपयोग की जाने वाली कैविटी है।

सीईईएस में लंबी स्टोरेज अवधि और कम पूंजी लागत होती है लेकिन इसकी दक्षता अपेक्षाकृत कम है। सीईईएस प्रणाली के लिए विशिष्ट रेटिंग की सीमा 50 से 300 मेगावाट तक है और वर्तमान में निर्माता 5 से 350 मेगावाट तक की सुविधाओं के लिए सीईईएस मशीनरी का निर्माण कर सकते हैं। सीईईएस की राउंड साइकिल दक्षता लगभग 55% (विद्युत से विद्युत) है। सीईईएस संयंत्र लगभग (\$400/ KWh से \$500/ KWh) में अपेक्षाकृत कम लागत पर महत्वपूर्ण ऊर्जा स्टोरेज (हजार MWh में) प्रदान कर सकता है। यूटिलिटी या क्षेत्रीय स्तरों पर महत्वपूर्ण भार प्रबंधन प्रदान करने के लिए संयंत्र में व्यावहारिक रूप से असीमित फ्लेक्सिबिलिटी मौजूद है।

*प्रौद्योगिकी डेटा के अनुसार -ऊर्जा स्टोरेज, पहली बार 2018 में डेनिश एनर्जी एजेंसी और एनर्जीनेट द्वारा प्रकाशित किया गया

वर्तमान में, दुनिया में दो सीईईएस प्रणाली संचालित हैं, पहली 1978 में हंटॉर्फ, जर्मनी में और दूसरी 1991 में मैकिंटोश, अलबामा, यूएसए में। हंटॉर्फ, जर्मनी में सीईईएस संयंत्र सबसे पुराना ऑपरेटिंग सीईईएस सिस्टम है। हंटॉर्फ सीईईएस प्रणाली एक 290 मेगावाट, 50 हट्ज इकाई है। दूसरा वाणिज्यिक सीईईएस संयंत्र 110 मेगावाट की उत्पादन क्षमता के साथ मैकिंटोश, अलबामा में अलबामा एनर्जी कोऑपरेटिव (ईसीसी) के स्वामित्व में है।

13.2.4 हाइड्रोजन

हाइड्रोजन, विद्युत और परिवहन क्षेत्रों को एकीकृत करने के लिए यूटिलिटी स्तर पर अतिरिक्त ऊर्जा स्टोरेज का विकल्प और अद्वितीय अवसर प्रदान कर सकता है। हालांकि हाइड्रोजन वर्तमान में एक महंगा विकल्प है, लेकिन यह प्रतिस्पर्धी तकनीकों की तुलना में अधिक लाभ प्रदान करता है, क्योंकि इसमें उच्च स्टोरेज ऊर्जा घनत्व होता है और स्टोरेज प्रणाली के लिए अतिरिक्त लचीला स्वरूप प्रदान करने के लिए इसमें प्राकृतिक गैस के साथ एक दहन टरबाइन में सह-प्रज्वलन की क्षमता मौजूद होती है।

हाइड्रोजन प्रौद्योगिकियों में सप्ताह से महीने तक की समय-सीमा पर ऊर्जा प्रदान करने या इसके स्टोरेज हेतु स्थानिक पुनर्वितरण प्रदान करने की क्षमता मौजूद है जो पवन उत्पादन से विद्युत निकासी को संतुलित करने के लिए आवश्यक है। यह सीईईएस, बैटरी और पीएसपी के विपरीत है जो विद्युत ऊर्जा को अस्थायी रूप से कुछ घंटों से कुछ दिनों तक ही स्थानांतरित करने की अनुमति देता है।

पावर-टू-गैस (पी2जी) का तात्पर्य एक ऐसी प्रक्रिया से है जिसमें अतिरिक्त विद्युत ऊर्जा को हाइड्रोजन या ग्रिड-अनुकूल मिथेन के रूप में संग्रहण योग्य रासायनिक ऊर्जा में परिवर्तित किया जाता है। यह 'सेक्टर कपलिंग' का एक प्रमुख रूप है। जल के इलेक्ट्रोलिसिस के माध्यम से हाइड्रोजन उत्पादन को बढ़ावा देने के लिए अधिशेष विद्युत का उपयोग किया जाता है। तत्पश्चात परिणामी गैस का स्टोरेज किया जाता है और आवश्यकता पड़ने पर इसका उपयोग किया जा सकता है, उदाहरण के लिए ईंधन सेल द्वारा इसका उपयोग या मिथेन के उत्पादन के लिए आगे की प्रक्रिया से इसे गुजरना पड़ता है, जिसे सिंथेटिक प्राकृतिक गैस (एसएनजी) भी कहा जाता है। एक समान रूप से, इसे फिर से विद्युत में परिवर्तित किया जा सकता है या ताप (और विद्युत) क्षेत्र में या निश्चित रूप से परिवहन के लिए इसका उपयोग किया जा सकता है ताकि प्राकृतिक गैस की मांग को एसएनजी से बदला जा सके। जल के इलेक्ट्रोलिसिस के लिए दो प्रक्रियाएं व्यावसायिक रूप से उपलब्ध हैं:-एलक्लाइन इलेक्ट्रोलिसिस सेल (ईसीसी) और पॉलीमर इलेक्ट्रोलाइट मेम्ब्रेन (पीईएमईसी)। हालांकि सॉलिड ऑक्साइड (एसओईसी) में उच्च दक्षता की संभावना होती है लेकिन अभी तक इसमें विकास कार्य चल रहा है।

हाइड्रोजन को बढ़ावा देने के लिए केंद्रीय बजट, 2021-22 में राष्ट्रीय हाइड्रोजन ऊर्जा मिशन (एनएचएम) की घोषणा की गई है, जो ऊर्जा स्रोत के रूप में हाइड्रोजन का उपयोग करने के लिए एक रोड मैप तैयार करेगा। बजट में हाइड्रोजन सहित नवीकरणीय ऊर्जा के विकास के लिए 1500 करोड़ ₹ आवंटित किया गया है।

एच2एफसी प्रौद्योगिकियों के व्यापक प्रसार के लिए हाइड्रोजन इंफ्रास्ट्रक्चर का विकास एक महत्वपूर्ण बाधा है। इन विकल्पों से एक लागत-कुशल इंफ्रास्ट्रक्चर का निर्माण, जिसका विकास समय के साथ-साथ बढ़ती मांग के साथ किया जा सके, एक महत्वपूर्ण चुनौती है। लागत-प्रतिस्पर्धी निम्न-कार्बन हाइड्रोजन का विभिन्न स्तरों पर उत्पादन निश्चित रूप से हाइड्रोजन ऊर्जा प्रणाली के विकास में सबसे बड़ी बाधा है। हाइड्रोजन उत्पादन की दक्षता और ऊर्जा खपत का विवरण तालिका 13.3 में दर्शाया गया है।

तालिका 13.3

	दक्षता (एलएचवी)	ऊर्जा की आवश्यकता (KWh/किलो हाइड्रोजन)
मिथेन का पुनर्गठन	72% (65–75%)	46 (44–51)
लेक्ट्रोलाईसिस	61% (51–67%)	55 (50–65)
कोयला गैसीकरण	56% (45–65%)	59 (51–74)
बायोमास गैसीकरण	46% (44–48%)	72 (69–76)

स्रोत : ऊर्जा पर्यावरण विज्ञान, 2019, 12, 463

13.2.5 फ्लाई व्हील्स एनर्जी स्टोरेज सिस्टम (एफईएसएस)

फ्लाई व्हील्स एनर्जी स्टोरेज सिस्टम में एक घूर्णन सिलेंडर (अर्थात् फ्लाईव्हील रोटर) होता है, जिसे चुंबकीय रूप से उत्तोलित बियरिंग्स के माध्यम से विद्युत उत्पन्न करने वाले स्टेटर पर वैक्यूम में संतुलित किया जाता है। कई फ्लाई व्हील्स में रोटर प्रायः स्टील से बना होता था, लेकिन कुछ नए, उच्च गति वाले फ्लाई व्हील्स में फाइबर मिश्रित सामग्री का उपयोग किया जाता है जो प्रति इकाई द्रव्यमान में अधिक ऊर्जा के स्टोरेज करने में सक्षम होते हैं। फ्लाई व्हील्स गतिज ऊर्जा को सिलेंडर में भंडारित करता है जो लगभग घर्षण रहित परिवेश में घूमता रहता है। फ्लाई व्हील्स को चार्ज करने के लिए, एक छोटी इलेक्ट्रिक मोटर जो बाहरी स्रोत से विद्युत का उपयोग करती है, सिलेंडर को अत्यधिक उच्च गति अर्थात् 60,000 चक्कर प्रति मिनट तक घुमाती है। जैसे ही फ्लाई व्हील्स में रिम तेजी से घूमता है, यह ऊर्जा को गतिशील रूप से घूर्णन द्रव्यमान में संग्रहीत कर लेता है, जिसमें परिचालन गति को बनाए रखने के लिए थोड़ी मात्रा में विद्युत की आवश्यकता होती है।

फ्लाई व्हील्स का उपयोग उन अनुप्रयोगों में किया जाता है जहां कम समय सीमा में बड़ी मात्रा में विद्युत की आवश्यकता होती है। चूंकि ये आम तौर पर ग्रिड के विद्युत से चार्ज किए जाते हैं, इसलिए कुछ सेकंड के भीतर ही ये डिस्चार्ज की स्थिति से पूरी तरह से चार्ज की स्थिति में आ सकते हैं। विभिन्न ऊर्जा स्टोरेज संघ के अनुसार, फ्लाई व्हील्स को आमतौर पर कम रखरखाव की आवश्यकता होती है। कुछ फ्लाई व्हील्स प्रौद्योगिकियां, निष्पादन को बिना प्रभावित किए 100,000 से अधिक पूर्ण डिस्चार्ज चक्र पार कर सकती हैं।

फ्लाई व्हील्स की मुख्य विशेषताएं हैं- उच्च चक्र जीवन (सैकड़ों या हजारों), लंबी समयावधि (20 वर्ष से अधिक), तेज प्रतिक्रिया, उच्च राउंड ट्रिप कार्यक्षमता, उच्च चार्ज और डिस्चार्ज दरें, उच्च शक्ति घनत्व, उच्च ऊर्जा घनत्व और पर्यावरण पर कम प्रतिकूल प्रभाव। चार्जिंग की स्थिति को घूर्णी गति से आसानी से मापा जा सकता है और यह समयावधि या तापमान से प्रभावित नहीं होता है। यह प्रौद्योगिकी 90%-95% एफईएसएस के बीच में उच्च राउंड-ट्रिप ऊर्जा दक्षता के साथ कुछ ही सेकंडों में बड़ी मात्रा में विद्युत को स्थानांतरित कर सकती है। एफईएसएस में स्पीनिंग रोटर, एमजी, बीयरिंग, एक पावर इलेक्ट्रॉनिक्स इंटरफ़ेस, और परिरोधन या आवासन शामिल होते हैं।

फ्लाईव्हील्स में बैटरी की तुलना में पाँच से दस गुना तक अधिक विद्युत घनत्व हो सकता है। इनकी अपेक्षाकृत कम आयतन संबंधी आवश्यकताओं और लंबे कार्य जीवन के कारण, वे परिवहन और अंतरिक्ष वाहनों सहित कुछ अनुप्रयोगों में बैटरी के स्थान पर प्रयोग किए जा सकते हैं। अन्य स्टोरेज माध्यम और फ्लाईव्हील्स रोटर की तुलना में बहुत अधिक दर पर फ्लाईव्हील्स का सेल्फ डिस्चार्ज होना खतरनाक हो सकता है, यदि इसे सुरक्षित रूप से डिजाइन नहीं किया गया है। फ्लाईव्हील्स की आवेश धारण क्षमता उच्च होती है और इस प्रकार वर्तमान में उपलब्ध फ्लाईव्हील्स में

नुकसान अधिक है। ये नुकसान हैं- यांत्रिक (ड्रैग, बेयरिंग, फ्रिक्शन), इलेक्ट्रिकल (हिस्टैरिसिस, एडी करंट, कॉपर) और पावर कन्वर्टर से संबंधित (स्विचिंग और कंडक्शन)।

13.3 2029-30 तक ऊर्जा स्टोरेज दायित्व प्रक्षेपवक्र

विद्युत मंत्रालय ने 22 जुलाई, 2022 के आदेश और 19 सितंबर, 2022 के शुद्धिपत्र के माध्यम से आरपीओ ट्रेजेक्टरी जारी किया है। यह 2021-22 से परे आरपीओ ट्रेजेक्टरी को निर्दिष्ट करता है (तालिका 13.4)। इसके अलावा, आदेश यह भी निर्दिष्ट करता है कि खपत की गई कुल ऊर्जा का एक प्रतिशत सौर/पवन ऊर्जा के साथ/स्टोरेज के माध्यम से होगा।

तालिका 13.4

वित्तीय वर्ष	स्टोरेज ऊर्जा के आधार पर
2023-24	1.0%
2024-25	1.5%
2025-26	2.0%
2026-27	2.5%
2027-28	3.0%
2028-29	3.5%
2029-30	4.0%

उपरोक्त ऊर्जा स्टोरेज दायित्व की गणना बिजली की कुल खपत के प्रतिशत के रूप में ऊर्जा के संदर्भ में की जाएगी और इसे तभी पूरा माना जाएगा जब ऊर्जा स्टोरेज प्रणाली (ईएसएस) में संग्रहीत कुल ऊर्जा का कम से कम 85% वार्षिक आधार पर नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों से प्राप्त किया जाता है। आरई स्रोतों से संग्रहीत ऊर्जा की सीमा तक ऊर्जा स्टोरेज दायित्व को कुल आरपीओ की पूर्ति के हिस्से के रूप में माना जाएगा।

विद्युत मंत्रालय ने मार्च, 2022 में सहायक सेवाओं के साथ-साथ उत्पादन, पारेषण और वितरण परिसंपत्तियों के हिस्से के रूप में बीईएसएस की खरीद और उपयोग करने के लिए दिशानिर्देश जारी किए। ये दिशानिर्देश बीईएसएस से प्रतिस्पर्धी बोली के माध्यम से स्थापित की जाने वाली ग्रिड से जुड़ी परियोजनाओं से ऊर्जा की खरीद के लिए "बिल्ड-ओन-ऑपरेट" या "बिल्ड-ओन-ऑपरेट-ट्रांसफर" के आधार पर जारी किए गए थे।

13.4 ऊर्जा स्टोरेज प्रणाली की मॉडलिंग

अध्ययन में, दो प्रकार के एनर्जी स्टोरेज सिस्टम्स (ईएसएस) पर विचार किया गया है, पंप्ड स्टोरेज प्लांट्स (पीएसपी) और बैटरी एनर्जी स्टोरेज सिस्टम्स (बीईएसएस), और उनके तकनीकी और वित्तीय मापदंडों को योजना अध्ययन में शामिल किया गया है। इन ईएसएस के तकनीकी पैरामीटर तालिका 13.5 में दिखाए गए हैं।

तालिका 13.5

ईएसएस तकनीक	साइकिल दक्षता (%)	स्टोरेज की स्थिति राज्य शुल्क (%)	स्टोरेज की स्थिति अधिकतम (%)
पीएसपी	80	0	100
बीईएसएस	88	10	100

31.3.2022 तक 4746 मेगावाट की पीएसपी क्षमता के अलावा, 2022-2032 के दौरान संभावित लाभ के लिए कुल 2780 मेगावाट की क्षमता निर्माणाधीन है। इसके अतिरिक्त, कई पीएसपी परियोजनाएं या तो केविप्रा द्वारा स्वीकृत हैं या देश के विभिन्न हिस्सों में भविष्य के विकास के लिए सर्वेक्षण और जांच के अधीन हैं। 24,310 मेगावाट की पीएसपी परियोजनाओं की पहचान की गई है जो 2032 तक लाभ के लिए सहमत है या एस एंड आई चरण में हैं और अध्ययन की अवधि के लिए निवेश विकल्प के रूप में माना गया है। इन पीएसपी परियोजनाओं का लगभग 58% (14,210 मेगावाट) आंध्र प्रदेश और कर्नाटक राज्यों में परिकल्पित है। राजस्थान और आंध्र प्रदेश में, कई पीएसपी परियोजनाएं जो एसएंडआई चरण में हैं, नदी से दूर की परियोजनाएं हैं।

आगामी पीएसपी परियोजनाएं 6 से 11 घंटे की सीमा में दैनिक स्टोरेज प्रदान करती हैं। इन परियोजनाओं का जीवन चक्र 40 वर्ष या उससे अधिक का होता है।

पीएसपी परियोजनाएं, 2022-27 और 2031-32 की अवधि के लिए उत्पादन विस्तार योजना अध्ययन के लिए विचार किए गए स्टोरेज घंटों के साथ अनुबंध 5.4(घ) में सूचीबद्ध हैं। पम्पड स्टोरेज संयंत्रों के तकनीकी पैरामीटर अर्थात्। परियोजना विकासकर्ता द्वारा प्रस्तुत नवीनतम आंकड़ों के अनुसार स्टोरेज आकार, खुला या बंद लूप, कमीशनिंग का वर्ष माना गया है।

डेवलपर्स द्वारा प्रस्तुत नवीनतम आंकड़ों के अनुसार आगामी पीएसपी परियोजनाओं की पूंजीगत लागत लगभग 1.8 करोड़/मेगावाट से लगभग 9 करोड़/मेगावाट तक भिन्न होती है। पीएसपी परियोजनाओं की ओ एंड एम लागत को पूंजीगत लागत का 5% माना जाता है।

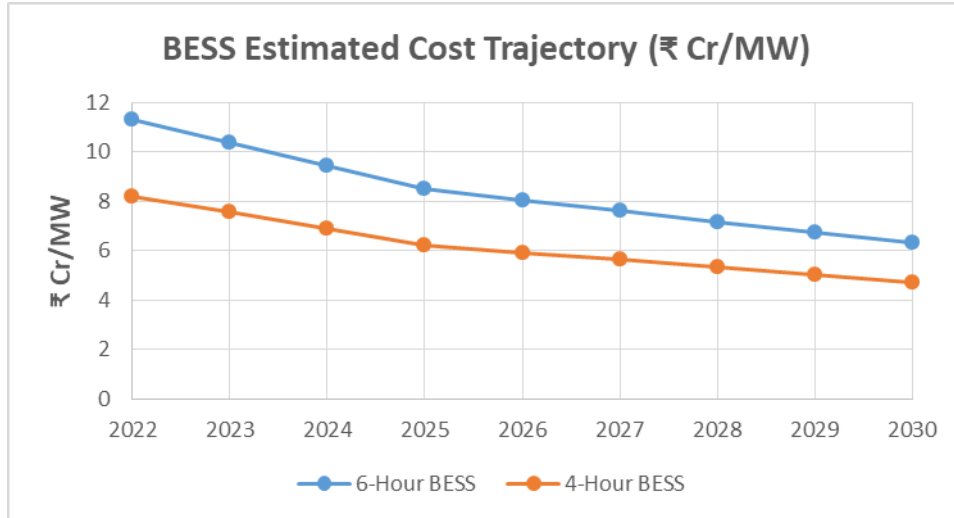
अध्ययन अवधि के लिए 4 घंटे और 6 घंटे के विन्यास की बीईएसएस परियोजनाओं पर विचार किया गया है। इसके अतिरिक्त, अध्ययन के लिए विभिन्न बैटरी विन्यासों के लिए 5000 चक्रों के जीवन चक्र पर विचार किया गया है।

विभिन्न बैटरी निर्माताओं/आपूर्तिकर्ताओं के साथ परामर्श के बाद बैटरी ऊर्जा स्टोरेज प्रणाली की लागत का अनुमान लगाया गया है। मॉडलिंग अध्ययन में विचार की गई बैटरी ऊर्जा स्टोरेज प्रणाली की लागत में बैटरी, इन्वर्टर, बैटरी और ऊर्जा प्रबंधन प्रणाली और अन्य लागत (केबलिंग और स्थापना लागत) शामिल है। अल्पावधि अध्ययन में मॉडल द्वारा अनुमानित बैटरी का आकार 100% डिस्चार्ज पर आधारित है। 90% डिस्चार्ज को पूरा करने वाली बैटरी का वास्तविक आकार लगभग 11% अधिक हो सकता है। इसलिए, मॉडलिंग के उद्देश्य से 90% डिस्चार्ज हेतु बैटरी की पूंजीगत लागत में 11% की वृद्धि की गई है। बैटरी ऊर्जा स्टोरेज प्रणाली के लिए ओ एंड एम लागत को 1% माना गया है। वर्ष 2029-30 में 5 घंटे के बीईएसएस के लिए लागत अनुमान को 9.3 करोड़ रुपये/मेगावाट से घटाकर 5.24 करोड़ रुपये/मेगावाट करने पर विचार किया गया है जिसका विवरण प्रदर्श 13.4 में है। आयातित बैटरी घटक पर 22% की सीमा शुल्क के साथ और प्रणाली की स्थापना पर 18% की जीएसटी के साथ बीईएसएस की लागत का

अनुमान लगाया गया है। 2021-22 से 2029-30 तक की अवधि के लिए करोड़ रुपये/मेगावाट में विभिन्न बीईएसएस आकारों के लिए विचारित लागत प्रक्षेपवक्र को प्रदर्श 13.4 में दिखाया गया है। बीईएसएस के इन लागत अनुमानों में कस्टम ड्यूटी, टैक्स आदि जैसे लागत घटकों के उचित मूल्यों पर विचार किया गया है।

पीएसपी की लागत सीईए में व्यक्तिगत संयंत्रों के लिए उपलब्ध आंकड़ों के अनुसार है।

प्रदर्शनी 13.4



*लागत को 2030 के बाद स्थिर माना गया है

13.5 ऊर्जा स्टोरेज की आवश्यकता

अध्याय 5 में उत्पादन विस्तार योजना अध्ययन की विस्तार से चर्चा की गई है। अध्ययन के अनुसार, वर्ष 2026-27 में अनुमानित मांग को पूरा करने के लिए कुल गैर-जीवाश्म ईंधन आधारित क्षमता लगभग 350 गीगावाट है जिसमें परिवर्तनशील नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों (वीआरई) (सौर और पवन ऊर्जा) की 258 गीगावाट क्षमता शामिल है। वर्ष 2031-32 में गैर-जीवाश्म ईंधन आधारित क्षमता बढ़कर 616 गीगावाट होने की संभावना है, जिसमें 486 गीगावाट वीआरई आधारित स्थापित क्षमता शामिल है। वर्ष 2026-27 में कुल ऊर्जा स्टोरेज आवश्यकता 16.13 GW/82.37 GWh होने की संभावना है जिसमें पीएसपी का 7.45GW/47.65 GWh और बीईएसएस का 8.68 GW/34.72 GWh शामिल है। स्टोरेज क्षमता की आवश्यकता 2031-32 में बढ़कर 73.93 GW/411.4 GWh हो जाती है जिसमें पीएसपी का 26.69 GW/175.18 GWh और बीईएसएस का 47.24 GW/236.22 GWh शामिल है। यह देखा गया है कि पूरे वर्ष एकल चक्र मोड में बीईएसएस प्रणाली का प्रमुखता से परिचालन हो रहा है।

बीईएसएस की इष्टतम आवश्यकता का पता लगाने के लिए उत्पादन विस्तार अध्ययन के साथ-साथ प्रति घंटा प्रेषण अध्ययन किया गया है, जो ग्रिड की स्थिरता, स्टोरेज के कुशल उपयोग और आरई स्रोतों में न्यूनतम कटौती सुनिश्चित करता है। चूंकि यह अध्ययन क्षेत्रीय आधार पर किए गए हैं, यह विश्लेषण किया गया है कि मॉडल अन्य क्षेत्रों की तुलना में एनआर क्षेत्र में निवेश करना पसंद करता है। इस तथ्य के कारण कि ऐतिहासिक रूप से एनआर पीक शाम के समय होता है। इसलिए, एनआर क्षेत्र में स्थानीय रूप से स्थापित होने पर बीईएसएस संसाधन सबसे अधिक लागत प्रभावी और इष्टतम रूप से उपयोग किया जाता है।

यह देखा गया है कि कई पीएसपी संयंत्रों को दक्षिणी क्षेत्र में 2027-32 की अवधि के दौरान लाभ मिलने की संभावना है, जिससे यह वहां एक लागत प्रभावी स्टोरेज विकल्प बन जाएगा और इस प्रकार उक्त अवधि के लिए एसआर में

अतिरिक्त बैटरी स्टोरेज की आवश्यकता कम हो जाएगी। पश्चिमी क्षेत्र में, पीक सोलर घंटे के साथ पीक डिमांड होने के कारण, एनर्जी शिफ्टिंग और/या पीक शेविंग के लिए बीईएसएस की आवश्यकता अध्ययनों के आधार पर लागत प्रभावी नहीं है। इसी प्रकार, पूर्वी और उत्तर पूर्वी क्षेत्रों के लिए, वीआरई उत्पादन की मात्रा कम होने के कारण अध्ययन के आधार पर बीईएसएस की आवश्यकता नहीं देखी गई है।

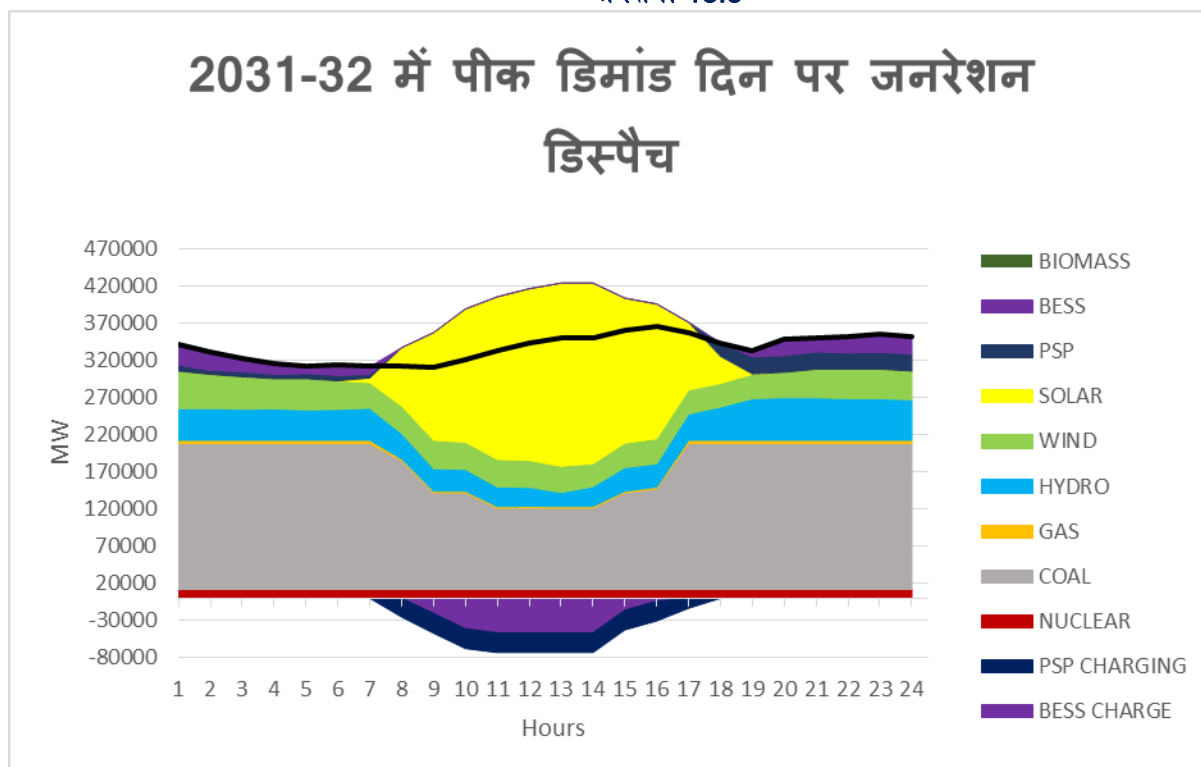
वर्ष 2026-27 और 2031-32 के लिए उच्चतम मांग और ऊर्जा मांग की प्रतिशतता के संदर्भ में स्टोरेज आवश्यकता का विवरण तालिका 13.6 में दी गई है।

तालिका 13.6

वर्ष	उच्चतम मांग की प्रतिशतता के संदर्भ में स्टोरेज	ऊर्जा मांग की प्रतिशतता के संदर्भ में स्टोरेज
2026-27	5.8%	1.55 %
2031-32	20.18%	6.18 %

2031-32 में एक सामान्य चरम दिन में बीईएसएस का दैनिक संचालन और अन्य सभी उत्पादन स्रोतों से प्रति घंटा प्रेषण नीचे प्रदर्श 13.5 में दिखाया गया है।

प्रदर्शनी 13.5



स्टोरेज (बीईएसएस और पीएसपी) को मुख्य रूप से सूर्य प्रकाश से दिन में चार्ज किया जा रहा है और इसका उपयोग उच्चतम मांग को पूरा करने के साथ-साथ देर रात और सुबह में विद्युत मांग को पूरा करने के लिए किया जाता है।

13.6 निष्कर्ष

1. भविष्य में ग्रिड में बड़ी मात्रा में परिवर्तनशील आरई आधारित उत्पादन के एकीकरण की संभावना को ध्यान में रखते हुए, ग्रिड की स्थिरता और विश्वसनीयता बनाए रखने में ऊर्जा स्टोरेज प्रौद्योगिकी अलग-अलग समयावधि (मिनट, दिन, सप्ताह) में अतिरिक्त उत्पादन का स्टोरेज करता है और आरई पीक उत्पादन के इतर समय के दौरान आरई पीक डिमांड को पूरा करने में सहायता करता है।
2. कई स्टोरेज प्रौद्योगिकियां जैसे फ्लाईव्हील एनर्जी स्टोरेज सिस्टम, कंप्रेस्ड एयर स्टोरेज सिस्टम, हाइड्रोजन आदि का विकास अभी प्रारंभिक स्तर में ही हैं और व्यावसायिक उपयोग के लिए उनके तकनीकी आर्थिक विवरण अभी तय नहीं हुए हैं।
3. उत्पादन विस्तार योजना अध्ययन के साथ-साथ चल रहे घंटे के अध्ययन के अनुसार, स्टोरेज क्षमता (बीईएसएस और पीएसपी) का प्रयोग मुख्य रूप से सूर्य की उपस्थिति के दौरान चार्ज करने के लिए किया जाता है और इसका उपयोग उच्चतम मांग को पूरा करने के साथ-साथ देर रात और सुबह में विद्युत मांग को पूरा करने के लिए किया जाता है।
4. उत्पादन योजना अध्ययन के अनुसार, स्टोरेज क्षमता की आवश्यकता वर्ष 2026-27 तक 16.13 GW (7.45 GW PSP और 8.68 GW BESS) तक बढ़ने का अनुमान है जिससे 82.37 GWh (PSP से 47.65 GWh और BESS से 34.72 GWh) की स्टोरेज प्राप्त हो सकेगी। स्टोरेज क्षमता की आवश्यकता वर्ष 2031-32 तक 73.93 GW (26.69GW PSP और 47.24 GW BESS) तक बढ़ने का अनुमान है जिससे 411.4 GWh (PSP से 175.18 GWh और BESS से 236.22 GWh) तक की स्टोरेज प्राप्त हो सकेगी।
5. वर्ष 2021-22 के केंद्रीय बजट में एक राष्ट्रीय हाइड्रोजन ऊर्जा मिशन (एनएचएम) की घोषणा की गई है जो ऊर्जा स्रोत के रूप में हाइड्रोजन का उपयोग करने के लिए एक रोड मैप तैयार करेगा।
6. अध्ययनों के अनुसार, ऊर्जा स्टोरेज को ऊर्जा अंतरपणन और संचरण आस्थगन अनुप्रयोगों के लिए कुशल संसाधन के रूप में देखा जाता है। आवृत्ति संतुलन के लिए प्राइमरी रिजर्व जैसे अन्य उपयोगों का मामला दर मामला आधार पर पता लगाया जा सकता है।

CENTRAL ELECTRICITY AUTHORITY**NOTIFICATION**

New Delhi, 18th May 2023

National Electricity Plan (Volume I Generation)

F. No. CEA-PL-11-12/1/2019-IRP Division.—In exercise of the powers conferred by sub-section (4) of Section 3 of the Electricity Act, 2003 (hereinafter referred to as the Act), the Central Electricity Authority hereby notifies the National Electricity Plan (Volume I: Generation) (hereinafter referred to as the Plan). The Plan covers the Generation and related aspects. As per the stipulation of sub-section (4) of Section 3 of the Act, the Plan is in accordance with the National Electricity Policy, covering review for the period 2017-22 in detail and detailed plan for the period 2022-27 and perspective plan for the period 2027-32.

ACRONYMS

ACRONYMS	EXPANSION
AC	Alternating Current
ACC	Air Cooled Condensers
ACQ	Annual Contracted Quantity
AGDSM	Agricultural Demand Side Management
AHEC	Alternate Hydro Energy Centre
AHP	Ash Handling Plant
APC	Auxiliary Power Consumption
APDRP	Accelerated Power Development and Reforms Programme
APM	Administered Price Mechanism
AT&C	Aggregate Technical and Commercial
BAU	Business As Usual
BCD	Basic Custom Duty
Bcum, BCM, Bm³	Billion cubic metre
BEE	Bureau of Energy Efficiency
BHEL	Bharat Heavy Electricals Ltd.
BIS	Bureau of Indian Standards
BLY	Bachat Lamp Yojna
BoP	Balance of Payment/Balance of Plant
BESS	Battery Energy Storage System
BPL	Below Poverty Line
BT	Billion Tonnes
BTG	Boiler Turbine Generator
BU	Billion Units
BWR	Boiling Water Reactor
CAD	Computer-Aided Design
CAES	Compressed Air Energy Storage
CAGR	Compounded Annual Growth Rate
CBIP	Central Board of Irrigation & Power
CBM	Coal Bed Methane
CCEA	Cabinet Committee on Economic Affairs
CCGT	Combined Cycle Gas Turbine
CDM	Clean Development Mechanism
CEA	Central Electricity Authority
CED	Chandigarh Electricity Department
CERC	Central Electricity Regulatory Commission
CFBC	Circulating Fluidized Bed Combustion
CFD	Computational Fluid Dynamics
CFL	Compact Fluorescent Lamp
CFFP	Central Forge & Foundry Plant
CHP	Combined heat and power

ACRONYMS	EXPANSION
CIL	Coal India Limited
CIMFR	Central Institute of Mining and Fuel Research
CII	Confederation of Indian Industry
CIL	Coal India Ltd.
CLA	Central Loan Assistance
COD	Date of Commercial Operation
CO	Carbon mono oxide
CO ₂	Carbon di oxide
COP 26	Conference of the Parties 26
CPP	Captive Power Plant
CPRI	Central Power Research Institute
CPSU	Central Public Sector Undertaking
Crs	Crores
CRGO	Cold Rolled Grain Oriented
CRNGO	Cold Rolled Non Grain Oriented
CS	Central Sector
CSIR	Council for Scientific and Industrial Research
CSP	Concentrated solar power
CST	Central Sales Tax
CT	Cooling Tower
CTO	Consent To Operate
CUF	Capacity Utilization Factor
DAE	Department of Atomic Energy
DBFOT	Design-Build-Finance-Operate-Transfer
DBFOO	Design, Build, Finance, Own, and Operate
DC	Designated Consumers
DDG	Decentralised Distributed Generation
DDUGJY	Deen Dayal Upadhyaya Gram Jyoti Yojana
DEEP	Discovery of Efficient Electricity Price
DELP	Domestic Efficient Lighting Programme
DFC	Dedicated Freight Corridor
DGH	Director General Hydro Carbon
DG	Diesel Generating
DISCOM	Distribution Company
DPR	Detailed Project Report
DR	Demand Response
DSM	Demand Side Management
DST	Department of Science & Technology
DVC	Damodar Valley Corporation
DVR	Dynamic Voltage Restorer
EA 2003	Electricity Act 2003
EC	Energy Conservation
EC Act	Energy Conservation Act
ECBC	Energy Conservation Building Code
EE	Energy Efficiency
EEFP	Energy Efficiency Financing Platform
EESL	Energy Efficiency Services Limited
EEZ	Exclusive Economic Zone
EGoM	Empowered Group of Ministers
EIA	Environmental Impact Assessment
ELCOMA	Electric Lamp and Component Manufacturers' Association of India
EMU	Electrical Multiple Units
ENS	Energy Not Served
EPC	Engineering Procurement Contract
EPS	Electric Power Survey
EPSC	Electric Power Survey Committee
ERDA	Electric Research & Development Association
ESCos	Energy Service Company or Energy Savings Company

ACRONYMS	EXPANSION
ESCert	Energy Saving Certificate
ESP	Electro Static Precipitator
EU	European Union
EV	Electric Vehicles
FAUP	Fly Ash Utilisation Programme
FBC	Fluidised Bed Combustion
FEEED	Framework for Energy Efficient Economic Development
FESS	Fly wheels energy storage system
FGD	Flue-gas desulfurization
FICCI	Federation of Indian Chambers of Commerce & Industry
FO	Forced Outage
FOR	Forum of Regulators
FRP	Fibre-Reinforced Plastic
FSA	Fuel Supply Agreement
GAIL	Gas Authority of India Limited
GBI	Generation Based Incentive
GCV	Gross Calorific Value
GCF	Green Climate Fund
GDP	Gross Domestic Product
GEF	Green Energy Fund
GHAVP	Gorakpur Haryana Anu Vidyut Pariyojana
GHG	Green House Gas
GIS	Geographic Information System
GPS	Geographic Positioning System
GR	General Review
GSPC	Gujarat State Petroleum Corporation
GT	Gas Turbine
GTAM	Green Term Ahead Market
GW	Giga Watt
H ₂ FC	Hydrogen and Fuel Cells
HBJ	Hazira-Bijapur-Jagdishpur (pipeline)
HCSD	High Concentration Slurry Deposit
HFO	Heavy Fuel Oil
HEP	Hydro Electric Project
HELP	Hydrocarbon Exploration and Licensing Policy
HHV	Higher Heating Value
HLEC	High-Level Empowered Committee
HoG	Head on Generation
HPO	Hydro Purchase Obligation
HRD	Human Resource Development
HSD	High Speed Diesel
HT	High Tension
HVDS	High Voltage Distribution System
HVAC	High Voltage Alternating Current
HVDC	High Voltage Direct Current
HVJ	Hazira-Vijaipur-Jagdishpur
IAEA	International Atomic Energy Agency
IC	Installed Capacity
ICAR	Indian Council for Agricultural Research
ID	Induced Draft
IEA	International Energy Agency
IEP	Integrated Energy Policy
IEEMA	Indian Electrical and Electronics Manufacturers Association
IGCAR	Indira Gandhi Centre for Atomic Research
IGCC	Integrated Gasification Combined Cycle
IISC	Indian Institute of Science
IIT	Indian Institute of Technology
IMTF	Inter-Ministerial Task Force

ACRONYMS	EXPANSION
INDC	Intended Nationally Determined Contribution
IPCC	Intergovernmental Panel on Climate Change
IPDS	Integrated Power Development Scheme
IPP	Independent Power Producer
IR	Indian Railway
IRP	Integrated Resource Planning
ISA	International Solar Alliance
ITI	Industrial Training Institutes
IS	Indian Standard
ISCC	Integrated Solar Combined Cycle
ISO	International Standard Organisation
IT	Information Technology
JMVP	Jalmarg Vikas Project
JVs	Joint Ventures
KAPP	Kakrapar Atomic Power Plant
kCal	kilo Calorie
kgoe	Kilogram of oil equivalent
KGD6	Krishna Godavari Dhirubhai 6
KKNPP	Kudankulam Nuclear Power Project
kW	kilo Watt
kWh	kilo Watt hour
LCAC	Light Commercial Air Conditioners
LE	Life Extension
LEP/LE	Life Extension Programme
LED	Light Emitting Diode
LF	Load Factor
LIDAR	Light Detection and Ranging
LNG	Liquefied Natural Gas
LOA	Letter of Award
LOLP	Loss of Load Probability
LP	Linear Programming
LSHS	Low Sulphur Heavy Stock
LT	Low Tension
LWR	Light Water Reactor
Mcm	Million cubic metre
MCP	Market Clearing Price
MEMU	Mainline Electrical Multiple Unit
MII	Make in India Initiative
MMTPA	Million Metric Tonnes Per Annum
MMSCMD	Million Metric Standard Cubic Metre per Day
MNRE	Ministry of New & Renewable Energy
MNP	Minimum Need Programme
MOC	Ministry of Coal
MoEF&CC	Ministry of Environment ,Forest & Climate Change
MoP	Ministry of Power
MoP&NG	Ministry of Petroleum and Natural Gas
MoRTH	Ministry of Road Transport and Highways
MoU	Memorandum of Understanding
MPA	Major Port Authority
MuDSM	Municipality Demand Side Management
MT	Million Tonne
MTEE	Market Transformation for Energy Efficiency
MToe	Million Tonnes Oil equivalent
MU	Million Units
M&V	Monitoring & Verification
MW	Mega Watt
NAPCC	National Action Plan on Climate Change
NAPS	Narora Atomic Power Station

ACRONYMS	EXPANSION
NCDP	New Coal Distribution Policy
NDCs	Nationally Determined Contributions
NDT	Non Dispatchable Technologies
NECA	National Energy Conservation Awards
NEERMAN	National Energy Efficiency Roadmap for Movement towards Affordable & Natural Habitat
NEF	National Electricity Fund
NEP	National Electricity Plan
NELP	New Exploration Licensing Policy
NETRA	NTPC Energy Technology Research Alliance
NHDP	National Highway Development Project
NHM	National Hydrogen Energy Mission
NHPC	National Hydroelectric Power Corporation
NISE	National Institute of Solar Energy
NIWE	National Institute of Wind Energy
NLC	Neyveli Lignite Corporation Limited
NMDC	National Mineral Development Corporation
NMEEE	National Mission for Enhanced Energy Efficiency
NML	National Metallurgical Laboratory
NO _x	Oxides of Nitrogen
NPP	National Perspective Plan
NPCIL	Nuclear Power Corporation of India Ltd.
NPTI	National Power Training Institute
NPMU	National Smart Grid Mission Project Management Unit
NSGM	National Smart Grid Mission
NSM	National Solar Mission
NTPC	National Thermal Power Corporation
NW	National Waterway
OCGT	Open Cycle Gas Turbine
O&M	Operation & Maintenance
ODC	Over Dimension Consignment/ Over Dimension Cargo
OHE	Over Head Equipment
OSOWOG	One Sun One World One Grid
OWC	Over Weight Cargo
PAP	Project Affected People
PAT	Perform Achieve & Trade
PC	Pulverized Coal
PCRA	Petroleum Conservation Research Association
PDC	Project Development Cell
PFA	Power For All
PFBC	Pressurised Fluidized Bed Combustion
PFC	Power Finance Corporation
PGCIL	Power Grid Corporation of India Limited
PHWR	Pressurised Heavy Water Reactor
PIE	Partnership In Excellence
PIB	Public Investment Board
PLF	Plant Load Factor
PLI	Performance Linked Incentive
PLL	Phase-locked loop
PMC	Project Management Consultants
PMGY	Pradhan Mantri Gramodaya Yojna
PMP	Phased Manufacturing Programme
PM KUSUM	Pradhan Mantri Kisan Urja Suraksha Evam Utthan Mahabhiyan
POSO	Power System Operation Corporation (Now Grid Controller of India Ltd.)
PPMP	Power Project Monitoring Panel
PPP	Public Private partnership
PRGF	Partial Risk Guarantee Fund
PRSF	Partial Risk Sharing Facility

ACRONYMS	EXPANSION
PPA	Power Purchase Agreement
PPM	Parts Per Million
PRGFEE	Partial Risk Guarantee Fund for Energy Efficiency
PS	Private Sector
PSA	Power Supply Agreement
PSC	Production Sharing Contract
PSDF	Power System Development Fund
PSP	Pump Storage Plant
PV	Photovoltaic
PSS	Pumped Storage Schemes
PSU	Public Sector Undertaking.
R&D	Research & Development
R&M	Renovation & Modernisation
R-APDRP	Restructured Accelerated Power Development and Reforms Programme
RAPS	Rajasthan Atomic Power Station
REB	Regional Electricity Board
REC	Rural Electrification Corporation
RECTPCL	REC Transmission Projects Limited
RES	Renewable Energy Sources
RFP	Request for Proposal
RFQ	Request for Quotation
RGGVY	Rajiv Gandhi Grameen Vidyutikaran Yojana
RGTEL	Reliance Gas Transportation Infrastructure Ltd
RHE	Rural Household Electrification
RLA	Residual Life Assessment
RLDC	Regional Load Dispatch Centre
RLNG	Regasified Liquefied Natural Gas
RM	Reserve Margin
ROM	Run Of Mines
ROR	Run Of River
ROSHANEE	Roadmap of Sustainable and Holistic Approach to National Energy Efficiency
ROW	Right Of Way
RPCs	Regional Power Committees
RPO	Renewable Purchase Obligation
RSOP	Research Schemes on Power
R&M	Renovation & Modernisation
R&R	Rehabilitation & Resettlement
RTC	Round the Clock
SAARC	South Asian Association for Regional Corporation
SBDs	Standard Bidding Documents
SCADA	Supervisory Control and Data Acquisition
SCCL	Singareni Collieries Company Limited
SCR	Selective Control Reduction
SDAs	State Designated Agencies
SDL	State Development Loan
SEAD	Super-Efficient Appliance Development
SEB	State Electricity Board
SEC	Specific Energy Consumption
SECI	Solar Energy Corporation of India
SEEP	Super-Efficient Equipment Program
SERC	State Electricity Regulatory Commission
SIDHIEE	Simplified Digital Hands-on Information on Energy Efficiency
SJVNL	Satluj Jal Vidyut Nigam Limited
SLC(LT)	Standing Linkage Committee (Long-Term)
SLDC	State Load Dispatch Centre
SDL	Statutory Liquidity Ratio
S&L	Standard & Labelling
SMEs	Small & Medium Enterprises

ACRONYMS	EXPANSION
SOG	Sanctioned & Ongoing
SO _x	Oxides of Sulphur
SPM	Suspended Particulate Matter
SS	State Sector
SSTS	Solid State Transfer Switches
STPP	Super Thermal Power Plant
STPS	Super Thermal Power Station
STUs	State Transmission Utilities
SWHS	Solar Water Heater System
T&D	Transmission & Distribution
TERI	The Energy Research Institute
TG	Turbine Generator
TIFAC	Technology Information Forecasting & Assessment Council
TOD	Time Of The Day
TOR	Terms of Reference
TOU	Time of Use
TPES	Total Primary Energy Supply
TPP	Thermal Power Plant
TPS	Thermal Power Station
UAVs	Unmanned Aerial Vehicles
UDAY	Ujwal DISCOM Assurance Yojana
UHD	Ultra High Definition
ULB	Urban Local Bodies
UJALA	Unnat Jyoti by Affordable LED for All
UMPP	Ultra Mega Power Project
UN	United Nations
UNDP	United Nations Development Programme
UNFCCC	United Nations Framework Convention on Climate Change
UNNATEE	Unlocking National Energy Efficiency Potential
USC	Ultra Super Critical
UT	Union Territory
VAT	Value Added Tax
VCFEE	Venture Capital Fund for Energy Efficiency
VRE	Variable Renewable Energy
WTE	Waste to Energy

PREAMBLE FOR NATIONAL ELECTRICITY PLAN, 2022-32

Section 3(4) of Electricity Act, 2003 stipulates that, the Central Electricity Authority (CEA) shall prepare a National Electricity Plan in accordance with the National Electricity Policy and notify such plan once in five years.

Provided that the Authority while preparing the National Electricity Plan shall publish the draft National Electricity Plan and invite suggestions and objections thereon from licensees, generating companies and the public within such time as may be prescribed:

Provided further that the Authority shall –

- Notify the plan after obtaining the approval of the Central Government;
- Revise the plan incorporating therein the directions, if any, given by the Central Government while granting approval under clause (a).

Further Section 3(5) of said act stipulates that, the Authority may review or revise the National Electricity Plan in accordance with the National Electricity Policy.

Para 3 of National Electricity Policy, 2005 stipulates that, assessment of demand is an important pre-requisite for planning capacity addition. Also, section 73 (a) of the Electricity Act provides that formulation of short-term and perspective plans for development of the

electricity system and coordinating the activities of various planning agencies for the optimal utilization of resources to sub serve the interests of the national economy shall be one of the functions of the CEA. The Plan prepared by CEA and approved by the Central Government can be used by prospective generating companies, transmission utilities and transmission/distribution licensees as reference document.

Accordingly, CEA shall prepare the National Electricity Plan that would be for a short-term framework of five years while giving a 15-year perspective and would include:

- Short-term and long term demand forecast for different regions;
- Suggested areas/locations for capacity additions in generation and transmission keeping in view the economics of generation and transmission, losses in the system, load centre requirements, grid stability, security of supply, quality of power including voltage profile etc. and environmental considerations including rehabilitation and resettlement;
- Integration of such possible locations with transmission system and development of national grid including type of transmission systems and requirement of redundancies; and
- Different technologies available for efficient generation, transmission and distribution.
- Fuel choices based on economy, energy security and environmental considerations.

While evolving the National Electricity Plan, CEA will consult all the stakeholders including State Governments and the State Governments would, at state level, undertake this exercise in coordination with stakeholders including distribution licensees and State Transmission Utilities (STUs). While conducting studies periodically to assess short-term and long-term demand, projections made by distribution utilities would be given due weightage. CEA will also interact with institutions and agencies having economic expertise, particularly in the field of demand forecasting. Projected growth rates for different sectors of the economy will also be taken into account in the exercise of demand forecasting.

Accordingly, the first National Electricity Plan covering the review of 10th plan, detailed plan for 11th plan and perspective Plan for 12th Plan was notified in the Gazette in August, 2007.

The Second National Electricity Plan covering the review of 11th plan, detailed plan for 12th plan and perspective Plan for 13th plan was notified in the Gazette in December, 2013 in two volumes (**Volume-I, Generation and Volume-II, Transmission**).

The Third National Electricity Plan covers the review of 12th Plan, detailed Plan for 2017-22 and perspective Plan for 2022-27 and was notified in the Gazette of India (Volume-I- Generation in March 2018 and Volume-II – Transmission in January, 2019)

For preparation of NEP for the next five years (2022-27), a committee was constituted under the chairmanship of Chairperson, CEA vide office order no. File No.CEA-PL-11-12/1/2019-IRP Division dated 16.06.2020. with following composition and Terms of Reference (TOR):

COMMITTEE FOR PREPARATION OF NATIONAL ELECTRICITY PLAN 2022-32

A. CONSTITUTION:

- i. Chairperson, CEA - **Chairman**
- ii. Chief Engineer(IRP), CEA - **Member Secretary**

MEMBERS

- i. All Members of CEA
- ii. Economic Advisor, MOP
- iii. Representative of MNRE not below the rank of JS, (MNRE)
- iv. Director General, BEE
- v. Advisor(Energy), NITI Aayog
- vi. Director General, CPRI
- vii. Chairman cum Managing Director, NTPC
- viii. Chairman cum Managing Director, NHPC

- ix. Chairman cum Managing Director, PGCIL
- x. Chairman cum Managing Director, PFC
- xi. Chief Executive Officer, (GCIL)
- xii. Chairman cum Managing Director, NPCIL
- xiii. Chairman cum Managing Director, REC
- xiv. Chairman cum Managing Director, EESL

B. TERMS OF REFERENCE OF THE COMMITTEE FOR NATIONAL ELECTRICITY PLAN, 2022- 32

- i. To review the likely achievements vis-à-vis targets set for the 2017-22 period towards generation from conventional sources along with reasons for shortfalls, if any.
- ii. To assess the peak load and energy requirement for the period 2022-27 and perspective forecast for 2027-32.
- iii. To assess the incremental capacity requirement to meet the projected load and energy requirement after considering retirements, renewable and captive injection and suggest the feasible break up in terms of thermal, hydro, nuclear ,renewables etc.
- iv. To make an assessment of the resource requirement like fuel, land, water, indigenous manufacturing capabilities, infrastructural, human resource for meeting the capacity addition requirements.
- v. To assess investment requirement for generation and transmission capacity addition during 2022-27 and beyond.
- vi. To suggest energy conservation measures through Demand Side Management and suggest a strategy for low carbon growth.
- vii. Review of latest technological development and R & D in the power sector and to assess its suitability for Indian conditions.
- viii. Development of integrated Transmission Plan for the period from 2022-27 and perspective plan for 2027-32 including Grid Security, evacuation of Renewable Energy Sources and exploring SAARC integration.

- C. 1. The NEP committee may co-opt any expert as may be considered necessary.
2. NEP committee may constitute separate sub-Committees on any aspect. The report of the Sub- Committee(s) shall be submitted to NEP Committee for consideration.

The first meeting of the Committee for the National Electricity Plan (NEP), 2022-32 was held on 6th August, 2020 under the chairmanship of Chairperson, CEA wherein, it was decided to constitute 10 nos. of Sub- Committees to look into different aspects of power sector and provides inputs to committee for NEP. Thereafter NEP Committee had met on 21.01.2022. The constitution and TOR of the Sub-Committees are given as:

CONSTITUTION AND TERMS OF REFERENCE OF 10 SUB COMMITTEES CONSTITUTED UNDER COMMITTEE FOR NATIONAL ELECTRICITY PLAN, 2022-32

1. SUB-COMMITTEE- 1- DEMAND SIDE MANAGEMENT, ENERGY EFFICIENCY & CONSERVATION

CONSTITUTION:

- Director General(BEE)- Chairman
- Chief Engineer(TPE&CC), CEA - Member Secretary

MEMBERS:

- Representative from NTPC, EESL, PCRA, CII, IEEMA, ELCOMA
- Chief Engineer(DP&T), CEA
- Representative from Energy Intensive Industry
- Representative from Major DISCOM

TERMS OF REFERENCE OF SUB-COMMITTEE:

- Assess and review energy efficiency & conservation measures implemented and achievements till 2022.
- Major Plans for efficiency improvement during the period 2022-27 and 2027-32
- Assessment of reduction in energy requirement and peak load demand through demand side management (DSM) and energy efficiency.

2. SUB-COMMITTEE 2: DEMAND PROJECTION**CONSTITUTION:**

- Member (Planning), CEA - Chairman
- Chief Engineer (PS& LF), CEA - Member Secretary

MEMBERS:

- Representative from MNRE, NITI Aayog, BEE, GCIL, NTPC
- Chief Engineer(DP&T), CEA
- Representative from State Discoms
- Representative from Energy Intensive Industry

TERMS OF REFERENCE OF SUB-COMMITTEE:

- In coordination with the 20th EPS committee, demand assessment in terms of peak load and energy requirements for the period from 2022-2027 & 2027-2032.
- To assess captive demand including Solar roof top and its impact on Grid demand.
- To assess the impact of various Govt. schemes for ex. Kusun, Saubhagaya, National Electric mobility mission plan, etc on Grid demand.

3. SUB-COMMITTEE 3: REVIEW OF GENERATION CAPACITY ADDITION (2017-22) AND GENERATION PLANNING**CONSTITUTION:**

- Member (Planning), CEA- Chairman
- Chief Engineer (IRP), CEA – Member Secretary
-

MEMBERS:

- Representative from MNRE, CTU, GCIL, NPCIL, BHEL, Sterlite, L&T, TPPDL,
- Representative from Solar Energy Corporation of India
- Representative from National Institute for Wind Energy
- CEA- CE(RPM), CE(TPM), CE(TPRM), CE(HPM), CE(TPP&D), CE(HPI), CE(GM)

TERMS OF REFERENCE OF SUB-COMMITTEE:

- To review generation capacity addition achievements vis-à-vis targets during 2017-22 including new & renewable energy and reasons for shortfalls if any.
- Assessment of generation capacity addition during 2022-27 and 2027-32 including renewable energy sources and its integration thereof.

4. SUB-COMMITTEE 4- RESEARCH AND DEVELOPMENT IN POWER SECTOR**CONSTITUTION:**

- Director General, CPRI - Chairman
- Chief Engineer(R&D), CEA - Member Secretary

MEMBERS:

- Representative from MNRE, National Institute for Solar Energy & National Institute for Wind Energy
- Representative from NETRA, NTPC
- Representative from IEEMA, IIT Kanpur, PGCIL, DST, BHEL
- CEA- CE(TETD), CE(HETD), CE(SETD)

TERMS OF REFERENCE OF SUB-COMMITTEE:

- Review of existing R&D facilities & programmes in Power sector
- Recommendation regarding R&D activities to be taken up during 2022-27 & 2027-32,
- Issues relating to cyber security
- To assess the infrastructure requirement to promote R&D activities in Power Sector.
- To identify future technologies in power generation including waste (Municipality, hospital, Industrial etc.)

5. SUB-COMMITTEE 5- FUEL REQUIREMENT**CONSTITUTION:**

- Member(Planning), CEA as Chairman
- Chief Engineer,(FM), CEA as Member Secretary

MEMBERS:

- Representative from MOP&NG, MOC, NTPC, NPCIL, NLC, GAIL, CIL
- CEA- CE(IRP), CE(TPP&D)

TERMS OF REFERENCE OF SUB-COMMITTEE:

- Identify and quantify the different types of fuels required to meet the electricity demand for the period 2022-27 and 2027-32
- To assess the availability of fuel source wise.

6. SUB-COMMITTEE 6- FUND REQUIREMENT**CONSTITUTION:**

- Member, (E&C), CEA as chairman
- Chief Engineer(F&CA), CEA as Member Secretary

MEMBERS:

- Representative from MOP, MNRE, NITI Aayog, NTPC, PGCIL, NHPC, NPCIL, PFC, REC
- CEA-CE(TPP&D), CE(HPI), CE(PSP&A I)

TERMS OF REFERENCE OF SUB-COMMITTEE:

- Review of financial issues related to power sector
- Identify the investment required to meet the capacity addition and associated transmission system and possible sources of fund etc.

7. SUB-COMMITTEE 7: KEY INPUTS FOR POWER SECTOR**CONSTITUTION:**

- CMD, NTPC as Chairman
- Chief Engineer(TETD), CEA as Member Secretary

MEMBERS:

- Representatives of MoP&NG, Ministry of Railways, Ministry of Steel, Ministry of Road Transport and Highway, Ministry of Shipping, MNRE, CPRI, PFC, BHEL, NHPC, Private Equipment Manufacturer, CIL. CEA-CE(TPP&D), CE (PSP&A-I), CE(SETD), CE(TPRM)

TERMS OF REFERENCE OF SUB-COMMITTEE:

- Identify the key inputs required for meeting the capacity addition requirements
- To assess infrastructural support required for Power capacity addition during 2022-27 & 2027-32.
- Land , water Requirement & its availability
- Transport(Railways, Roads, Waterways, pipeline, LNG terminals), Port facilities
- Construction & manufacturing capabilities specifically erection machinery and agencies including civil and BOP contractors. Steel, cement, aluminium & other materials required for construction work in power sector.
- Assessment of sourcing inputs for power Sector under the Atmanirbhar Bharat initiative.

8. SUB-COMMITTEE 8- TRANSMISSION PLANNING**CONSTITUTION:**

- Member(PS), CEA as Chairman
- Chief Engineer (PSP&A-I) as Member secretary

MEMBERS:

- Representative of MNRE,PGCIL,GCIL,PFC,REC, State Transmission Utility, CTU Distribution Licensee
- CEA- CE(PSP&A-II),CE(PSPM),CE(SETD),RPCs

TERMS OF REFERENCE OF SUB-COMMITTEE

- Review of achievement of targets for the period of 2017-22 for transmission and reasons of shortfall if any.
- Development of integrated transmission plan for the period from 2022-27 and perspective plan for 2027- 32.
- Technology development in transmission

9. SUB-COMMITTEE 9- HUMAN RESOURCE REQUIREMENT**CONSTITUTION:**

- Member(E&C), as Chairman
- Chief Engineer(HRD),CEA as Member Secretary

MEMBERS:

- Representatives of MNRE,PGCIL,NTPC,NHPC, GCIL , two State GENCOs
- Representative from NPTI, PSTI
- Representative from National Skill Development Corporation

TERMS OF REFERENCE OF SUB-COMMITTEE:

- Assess the human resource requirement in power sector for the period 2022-27 and 2027-32.
- Human Resource Development Plans including training need assessment and infrastructure required.

10. **SUB-COMMITTEE-10: REQUIREMENT OF FLEXIBLE RESOURCES FOR GRID STABILITY**

CONSTITUTION:

- Member (Planning), CEA as Chairman
- Chief Engineer (PSP&A -II) as Member Secretary of the Sub-committee.

MEMBERS:

- Representative from MNRE, NITI AAYOG, CTU, POWERGRID, NHPC, NTPC, NPCIL, GCIL, PFC
- CEA- Chief Engineer (IRP), Chief Engineer (TETD), Chief Engineer (PSP&A I), Chief Engineer (R&D), Chief Engineer (HETD), Chief Engineer (HP&I), Chief Engineer (TPRM)

TERMS OF REFERENCE OF SUB-COMMITTEE:

- To assess the requirement of flexible resources for grid stability.
- To identify various flexible resources available for grid operation including energy storage options for better operational characteristics, better utilization of Renewable energy, etc.
- Development of future roadmap for integration of energy storage system for better Operational characteristics, better utilization of Renewable energy, etc.
- To formulate roadmap for maximum utilization of renewable energy by flexible operation of conventional generating units keeping in consideration Grid stability, Security, reliability and cost constraints.

In view of the stipulations of the Act as mentioned above, exercise for preparation of the NEP was undertaken by CEA. This Plan is outcome of the inputs provided by various Sub Committees of the NEP. The Draft NEP was published on the CEA and MoP website for views/suggestions/objections from the stakeholders and general public. A summary of relevant comments received from various stakeholders, along with the action taken thereof, is given in Table I below.

**Summary of Comments received on Draft Report of
National Electricity Plan (Generation)**

Table I

S.NO.	SUMMARY OF THE COMMENTS	ACTION TAKEN/REMARKS	MODIFICATION IN NEP
1	G. SIVARAMAKRISHNAN		
1.1	R&D support for development of a user level DC electricity network.	Not in the purview of NEP	No
1.2	Introduction and Promotion of DC equipment at consumer level.		
1.3	Regulatory framework to partial migration of DC level sub transmission and consumption.		
1.4	Medium Voltage / Low Voltage DC network shall be established on technology		
2	International Solar Alliance		
2.1	Revise the capital cost assumptions (Table I in Annexure 8.1) to use industry-standard estimates for future capital cost of renewables	The capital cost assumptions have been considered based on the discussion with the developer.	No
2.2	The appeared cap of Solar at 333.4GW and Wind at 134.2GW should be replaced with economically optimized	The least cost optimal generation mix obtained from the study are with constraints which	No

	amount.(including BESS)	reflects the feasible and practical limits.	
2.3	Publish the assumed wind PLF for future plants and ensure higher PLF for 140m turbines	The overall PLF of wind turbines has been mentioned in Annexure 5.1	No
2.4	Publish the assumed variable coal cost per kWh, heat rates for new and existing plants to arrive at least cost power resource plan.	Included in Final NEP	Yes
2.5	It is unclear if the plan includes higher cost generation resources because of assumptions around capital costs, imposed constraints or variable costs.	All types of generation resources & storages are considered for the study and selected based on cost optimization for the entire power system, including capital costs, variable costs, efficiencies, lifetimes, etc.	No
3	HERC		
3.1	Battery Storage should be there in capacity addition plan of 2022-27 to meet peak demand during 2022- 27.	All types of generation resource & storage are considered for the study period. Battery addition only starts occurring when optimal and required in the system.	No
3.2	Address the GRID security issue due to high capacity addition of RE during 2022-27 and 2027-32.	NEP Volume II Transmission covers the same.	No
3.3	Capacity addition remains top of energy ambition proper utilization of existing resources (including TPP, gas and renewables) needs to adequately addressed.	Utilization of existing capacity depends on plant availability, fuel availability and cost economics. Further, Renewables generation plants are must run.	No
3.4	Plan should include specific funding availability for funds from	Not in the Purview of NEP. Fund requirements are addressed in Chapter 8 of NEP.	No
	multilateral agencies as well as from markets (GREEN BONDS)		
3.5	Plan to discuss de-carbonization, carbon funding, shortage of coal and APM gas and mechanism to address the shortages	Have been covered adequately in the plan	No
4.	S.K. Soonee		
4.1	Annexure 6.1-The decimal places may be rounded off unless there is justification	Necessary corrections have been incorporated in final NEP	Yes
4.2	While 1200 kV is an engineering achievement, and India is proud of it, however for all practical purposes 1200 kV is neither economical nor conducive to operation and many other obvious reasons. Hence recommending developing manufacturing capability may be unwarranted and may misguide the industry.	The technology may be explored for gaining experience.	No
5	RMI India		
5.1	The NEP should either clarify the rationale for considering the 5- hour BESS duration (if there are solid reasons for such system configuration) or revise the duration to 4 hours for the 2031-32 BESS capacity estimates.	Final NEP has considered 1MW/1MWh/2MWh/4MWh/6MWh battery size for the studies.	Yes
5.2	Consider cost decline scenarios for BESS	Already covered.	No
	Value stacking of BESS: for making BESS cost –effective to be	There can be many applications of BESS which will make it cost effective and can be	

5.3	included.	considered on case to case basis therefore not included in NEP.	No
5.4	Green hydrogen production in the near term will demand firm renewable power, which will most likely increase demand for the pump storage projects (PSP). This will likely impact the net storage demand from BESS for balancing the grid.	Green hydrogen production is at the nascent stage and will be considered when commercially available. Power demand from green hydrogen production is included as per the 20 th EPS expectations.	No
5.5	The role of green hydrogen for long-term electricity storage also needs to be investigated.	Green hydrogen production is at the nascent stage and will be considered when commercially available	No
5.6	State discoms could set up dedicated IRP under the state power/energy departments or discoms wherever appropriate to meet RA guidelines requirement.	Not in the purview of NEP	No
5.7	NEP could recommend focusing on specialized training for BESS, Power Markets, and Power System Flexibility as they are the new topics undergoing significant transformation	Included in the Final NEP	Yes
5.8	Additional training could include capacity building for advanced demand and supply forecasting techniques		Yes
5.9	Avenue for cross state / Discom learning must be created through appropriate platforms and workshops, and a systemic way for knowledge transfer must be envisioned.	Not in the purview of NEP	No
5.10	Forecasted energy demand is critical to the NEP and capacity expansion planning. For future NEP releases, it would be desirable to have fully vetted EPS demand projections established and aligned with the NEP planning	Final NEP is based on the final 20 th EPS.	Yes
5.11	There is a scope to further precise changes to the hourly load profiles that would occur with new loads like the increased cooling and electric vehicles demand.	Final NEP is based on the latest hourly load profile.	Yes
5.12	Ensure that the NDC targets included in the NEP align with those approved by the Union Cabinet in August 2022.	NEP is aligned with the latest NDC targets.	No
5.13	Full transparency and assessment of the power sector's impact on the environment and human health must include disclosure of the full lifecycle. CEA's acknowledgment of these impacts could be broadened to encompass up and downstream emissions and the effects on land use from activities such as fuel extraction.	These are relevant considerations, but were not possible to include in the NEP.	No
	Ensure that Grid Emission Factors		

5.14	align with reported factors in the CO2 Baseline Database for the Indian Power Sector v17.0 (CO2 Database).	Updated according to CO2 baseline database	Yes
5.15	Clarify whether emissions (both actual and projected) are limited to carbon or carbon equivalents.	Emissions cover only CO2-emissions.	No
5.16	The NEP does not mention the Market-Based Economic Dispatch (MBED) approach to enable power system flexibility across the country. This should be included as a crucial pathway to advance power system flexibility.	The NEP applies an optimization methodology that shares resources across geography as relevant. Market dispatch is therefore indirectly represented in the modelling approach.	No
6.	CESC Limited		
6.1	Compliance to install FGD should be considered only on case-to-case basis. Adequate monetary support from Government would be necessary to limit the impact on end consumers.	Not in purview of NEP	No
6.2	Government support should also be provided / extended to private players at par with the government entities for projects expected to be commissioned during 2022-32.	The NEP does not distinguish between ownership of projects.	No
6.3	Establish an independent coal regulator	Not in purview of NEP	No
6.4	Policy documents may be formulated to provide access to railway sidings near to coal mines to generating companies, irrespective of their nature of ownership.	Not in purview of NEP	No
6.5	Artificial categorization of hydro-power projects as renewable and non-renewable considering the date of commercial operation of the projects or project capacity appears arbitrary and without any technical basis.	All Hydro projects have been declared as renewable energy source.	No
6.6	Acknowledging Cogeneration from Waste Heat Recovery System as Renewable Source of Energy	Not in purview of NEP	No
6.7	Private participation should be encouraged to increase the nuclear power capacity in the Country.	The NEP does not distinguish between ownership of projects.	No
6.8	Caution must be exercised prior to moving towards market-based approach in power sector with prior detailed studies.	Not in purview of NEP	No
6.9	All new / emerging technologies e.g., Battery Energy Storage, Hydrogen, Blockchain, AI, ML, AR, Big Data Analytics should be encouraged in the sector to make the power system robust and resilient and provide quality power to the consumers.	New Technologies like Battery Energy Storage System has been considered at the supply side while the electrical energy requirement due to green hydrogen production has been considered while projecting the electricity demand.	No

6.10	National level planning should be done to have access to rare earth minerals like Ni,Co,Li etc for RE and storage systems.	Not in purview of NEP	No
7.	Aditya Lolla (Senior Electricity Policy Analyst-Asia)		
7.1	It appears that the draft NEP projections are not completely aligned with India's previous 2030 targets of 450 GW renewable energy (excluding large hydro) and 500 GW of non-fossil capacity.	NEP projections are aligned with the NDC targets	No
7.2	It is unclear from the draft Plan how peak demand growth was modelled by the Electric Power Survey (EPS) sub-committee.	The details are covered in the 20 th EPS report.	No
7.3	Due to uncertainty in electricity demand growth, different scenarios could be considered.	Scenario considering increase in demand included in the Chapter 5.	Yes
8.	HPGCL		
8.1	The NEP should focus how the ISTS charges burden can be reduced, which in turn helps to reduce the APPC for the States.	Not in the purview of NEP	No
8.2	The Power Generation capacity on national basis through competitive bidding shall be allocated to State's on seasonal or monthly basis by keeping in view of demand supply requirements.	Not in the purview of NEP	No
8.3	The VGF should be extended to State Gencos for creating RE generation through canal top solar to make the rural grids totally on RE generations	Not in the purview of NEP	No
8.4	The requirement of in-house generation within the State considering grid safety and other national security aspects may also be envisaged.	The generation Expansion Planning studies have been carried out on regional basis and does not optimize intrastate generation and demands.	No
8.5	How the islanding can be created for meeting exigencies also needs to be seen.	Not in the purview of NEP volume I (Generation)	No
9.	CSEP		
9.1	Need to explain the interpretation of 'conservative scenario'. Whether it is conservative on demand side or supply side.	Explanation added in Chapter 5 of NEP	Yes
9.2	Scenario could consider challenges in installing RE due to difficulties in land acquisition, used PV panel disposal, and resistance from affected communities. Another scenario could consider a drastically changed climate with higher temperatures, droughts that affect hydro generation, etc. Another one could be based on issues with global supply chains (including supply of critical minerals) and	Scenario analysis has been carried out to capture the same. Annual installation restrictions are a result of the mentioned considerations.	Yes

	higher costs, both for material and for finance. High GDP itself leads to multiple shifts in chosen or possible variables, with not just higher demand growth but disproportionately higher peak requirements from more AC penetration		
9.3	Uncertainty in prices (both capital costs and fuel costs) does not seem to have been taken into consideration further the impact on capacity addition if supply side (e.g., RE) targets aren't met in full.	The conservative scenario in chapter 5 captures this.	No
9.4	How are the projections made for interim years as NEP shows projected values for FY22, FY27, and FY32? If annual interim volatility will there be sufficient firm capacity.	The demand projections for interim years are detailed in 20 th EPS report and implemented in the NEP..	No
9.5	It is not clear what planning horizon was used by CEA. If it was ten years, that may be too short because the new assets (PV plants, coal plants, etc.) have a much longer life, at least 25 years.	The life of generation assets has been taken care while formulating NEP. The scope of NEP is to model the next 10 years for power sector planning purposes.	Yes
9.6	The use of a single set of profiles for solar and wind generation without any stochasticity could lead to significant errors in the planning exercise. In this context, probabilistic analysis becomes very important.	Probabilistic analysis has been carried out for generation purposes.	Yes
9.7	The list of under construction and retirement plants should be made by model because of economics in place of giving it up front.	The under construction and retirement already planned are taken as an input for the study as these cannot be altered in reality.	No
9.8	Why no additional nuclear plant was considered as investment options?(Section 5.6.9)	Final NEP considers in-principle approved Nuclear projects as investment options.	No
9.9	Table 7.4 shows no losses in generation due to shortfall of coal (fuel) in the last two years (2020-21 & 2021-22). If this is the case, then how we witnessed 2 crises in last 2 years?	There is no generation loss due to coal shortage.	No
9.10	A transparent analysis should be made for where future coal will come from, including private sector allocations. The imported coal requirement as 40MT seems less than actual value.	The comment has been forwarded to the concerned wing for consideration. 40 MT is only for the coal-based power plants dedicated for imported coal. Additional coal may be necessary for other plants as well as per fuel requirements. .	No
9.11	How is storage to be thought of? Is it a supply or a demand? Should it be using any and every power source, or will it need additional or dedicated supply, esp. RE supply? This has not been made transparent.	The details can be obtained from the Guidelines for Procurement and Utilization of Battery Energy Storage Systems as part of Generation, Transmission and Distribution assets, along with Ancillary Services as issued by MoP. In NEP there is a net loss from storage technologies, which is considered as part of the generation optimization.	No

9.12	What is the rationale for choosing a 5-hour battery? Was the battery used as a unified “supply option” or were its capacity and energy aspects decoupled in the analysis?	Battery storage has been optimized as per the requirement.	No
9.13	Does representative days based seasonality modelling would miss any volatility within a year or future years.	The 8760 hourly dispatch model has been run to see the same.	No
10.	Climate Risk Horizons		
10.1	Inflation in coal power plant capex not considered for generation planning	All the cost in the generation expansion planning studies are given in real terms, excluding inflation.	No
10.2	Inflation in fuel price and Operation and Maintenance Expense.	Coal cost escalation in real terms of 1% has been considered and does not consider inflation.	No
10.3	Cost of flexible operation: With increasing share of renewables especially solar, coal plants will be required to operate flexibly with more start/stops and frequent ramping requirements.	Start-up cost and penalty for Heat rate degradation have been modelled to arrive at least cost option.	No
10.4	Complying with air pollution norms will entail capital expenditure on Pollution Control Technologies (PCTs) which will add to the fixed cost of generation. Additionally, variable costs will also be impacted due lower efficiency, reagent cost and increased O&M.	Increase in cost due to installation and operation of FGD has been factored in.	No
10.5	The draft NEP assumes 7,682 MW of coal addition by 2026-27. Generation planning assumes 4 years of construction time for new coal plants, whereas it almost always takes longer for coal plants to commence operation. This unrealistic assumption could then lock the economy into more expensive electricity for decades to come.	Four years of construction time for new coal based plants are considered based on inputs from developers.	No
11	NTPC		
11.1	What is the desired value of WSCR to ensure stability at different nodes? How can we comply with the same at different nodes?	Beyond the purview of NEP	No
11.2	Inertia mapping of different renewable-rich areas		No
11.3	Technical performance comparison of Synchronous Condenser with other alternate technologies?		No
11.4	How the space requirement and cost is compared among technologies?	Capital cost includes cost of technology equipment's and associated land requirement, construction cost etc.	No
11.5	Can existing plants scheduled to be retired, be retrofitted as Synchronous Condenser or other equipment be used for	Not in the purview of NEP	No

	Synchronous Condenser		
12	Yamuna Jiye Abhiyaan		
12.1	The NEP fails to consider the environmental, social and economic costs. The unrestrained growth in electricity demand will lead to over consumption of natural resources (iron, rare earth materials).	While projecting electricity demand, energy efficiency measures and demand side management have been considered. Economic costs are considered as part of the overall optimization methodology.	No
12.2	Supply side options – indifference towards Climate Change and total costs to the society. Multiple negative aspects of PSP technology and better alternatives available to our society must be diligently considered in the context of costs & benefits to the society of various options.	All the available technological options have been considered to arrive at the generation capacity mix including the renewable energy sources. NEP does not include all possible externalities to society as this is beyond the scope.	No
12.3	Large number of additional coal mines are being opened, and many PSPs and hydel power projects are being planned/ implemented even within the core areas of the legally protected Wildlife Sanctuaries, and in the thick topical reserve forests of huge ecological value.	Environment clearances are obtained before the development of any power project.	No
12.4	It should also be emphasized that this consideration of least cost should be diligently done w.r.t the entire society, including the costs/ economic values associated with flora, fauna and general environment.	NEP does not include all possible externalities to society as this is beyond the scope.	No
12.5	If our energy sector planning and implementation continues to ignore the massive implications of import dependence, despite the availability of suitable domestic alternatives, the lofty slogans on ATMA NIRBHARATA will remain on paper only	Atma NirbharBharat has been promoted, implemented and monitored.	No
12.6	As per Lazard's Levelized Cost of Energy Analysis, the levelized cost of solar, wind and energy storage facilities can be competitive or even better than new coal and nuclear. In this context, it is deplorable that there is no explanation as to why the authorities have preferred to add massive capacities of coal and nuclear in the planning period, instead of solar and wind power capacities.	This is explained in Chapter 5. The NEP optimizes based on entire power system optimization, whereas Levelized Cost of Energy methodology only considers generation costs per unit. These two methodologies differ and are not always aligned.	No
12.7	The massive concerns (economics as well as energy security issues) associated with the import of fossil fuels in the case of coal and natural gas power technologies; fuel and technology in the case of nuclear reactors; and of rare earth minerals for RE sources and energy storage	The same has been taken care of in NEP	No

	batteries, must be of critical consideration in the overall energy policy of the country; but rarely, the associated issues have been		
	objectively deliberated on in our country. The draft of the plan document is seen as no exception in this regard.		
12.8	Despite such tall claims, it is vastly deplorable that the draft plan has focused on a massive increase in the installed capacity of fossil fuel based and nuclear power technologies. Even more deplorable is the fact that there is no policy/ plan document to explain the rationale of such incongruence of what is being stated and what is being practiced.	Covered in Chapter 5.	No
12.9	The distributed kind of RE sources such as rooftop SPV systems, small/medium size wind turbines, community based bioenergy units can be lot more relevant and attractive as compare to large size RE sources(solar/wind power parks).	The same is being implemented by MNRE.	No
12.10	Keeping in an objective view the number of vexatious issues of the centrally controlled and fossil fuel based integrated electricity grid system, the future electric power system can be expected to be a federation of a large number of micro-grids/ smart grids powered by RES and enabled by suitable ICT and protection technologies	To meet the massive quantum of electricity requirement this seems to be distant future as of now.	No
12.11	A comprehensive analysis of the power sector during the last 75 years to highlight the challenges faced so far: technical, environmental, social, economic, logistics, natural resource mobilisation/ constraints	Beyond the scope of NEP	No
12.12	Practical lessons learnt from this experience, from the overall welfare perspective of the growing aspirations of our increasing population, should be in focus for our future plans	The same has been considered while formulating NEP.	Yes
12.13	A diligent consideration of how the escalating threats from Climate Change for our people are likely to impact such projections, and the possible course corrections.	The projected generation capacity mix will support sustainable development.	No
12.14	A well-considered and careful projection of these issues for the future, say for 2027-32, 2037-42 etc.; and the credible projection of peak and annual energy demand assuming that much of the energy	NEP is reviewed periodically every five years. 20 th EPS includes demand projections for the suggested periods.	Yes

	efficiency measures and demand		
	side management measures will be implemented.		
12.15	Various technological developments and practical experiences from around the world in recent years which may have true relevance to India, and how to adapt them to Indian conditions.	The generation technological options has been adopted considering the Indian power sector.	Yes
12.16	A diligent consideration of various costs & benefits (direct as well as indirect) to the society from each of the technological options which have been deployed so far.	Beyond the scope of NEP	No
12.17	Will the limitations of natural resources in the country allow unrestrained demand growth at the prevailing CAGR rate? If not, how much of such demand can be met sustainably and at the lowest overall cost to the society? What are all the techno-economically feasible measures to objectively contain such demand growth?	The demand projection used for formulating NEP is as per the 20 th EPS.	Yes
12.18	What are the various costs & benefits (direct as well as indirect) to the society from each of the technological options which can be deployed in the plan period?	This is a separate study and beyond the scope of NEP.	No
12.19	In each of such cases, are the total economic value of benefits unambiguously more than the total economic value of costs; and whether the same can be proved beyond reasonable doubts?		
12.20	Whether such societal level costs are inevitable and acceptable to the project affected communities? If costs are high, why can we not consider other options?	The same has been considered while formulating NEP. Impacts on different individual communities were impossible to assess in the NEP.	No
12.21	Will the technological options chosen be sustainable and of least cost at the societal level among various credible options available to our people?	The NEP tries to fulfill the same.	Yes
12.22	Will such options comply in letter and spirit with various associated laws of the Parliament as well as local applicable laws/regulations?		
12.23	Are such options consistent with the global/national needs w.r.t the escalating threats associated with Climate Change?		
12.24	Even with the scenario of 100% renewable energy sources in the country, can the unrestrained demand growth be sustainably met?	The most cost-efficient technologies for the power system are included in the NEP.	No
12.25	Can large size RE sources, such as solar and wind power parks, lead		
	us to the lowest societal level costs; can we afford all the associated		

	costs of natural resources such as forest and agricultural land diversion?		
12.26	Since the small size RE sources such as roof top solar PV systems, medium and small size wind turbines, community-based bioenergy units are of very low social and environmental costs, should they be not deployed widely?	The same is being implemented by MNRE.	No
13	Danish Energy Agency(DEA)		
13.1	Difficult to read Exhibit 3.1 & 13.6	Necessary corrections have been incorporated in final NEP.	Yes
13.2	Decision arrival process in NEP is not clear. Which restrictions have been applied in the capacity expansion model in general and how these have affected the model results (for restrictions of RE installments)	The same has been explained in chapter 5.	No
13.3	Why is only utility on-grid power demand and capacity mapped and planned for? In future scenarios, the off-grid demand could be connected to the grid and affect the power system planning	Captive load shift to grid already taken care by 20 th EPS.	Yes
13.4	Does fuel choices in NEP are based on economy, energy security and environmental consideration as CO2 emission are increasing till 2031-32?	All the aspects mentioned are taken care while formulating NEP.	No
13.5	It is unclear why the electricity demand growth will be higher in the next decade compared to the previous decade	The details regarding electricity demand projections are mentioned in 20 th Electric Power Survey Report.	Yes
13.6	NEP has no chapters describing the transmission system despite stating that transmission systems and development of the national grid should be analyzed	Details of transmission system will be available in the National Electricity Plan Vol II–Transmission	No
13.7	It is unclear how the spinning reserve requirement of 5% has been determined	5% spinning reserve is as per the National Electricity Policy 2005.	No
13.8	What is acceptable value of average minutes without power supply for the consumer and how it is planned?	Mentioned in Chapter 5.	No
13.9	Status of co-firing of biomass in thermal plants.	The same is available on CEA Website	No
13.10	The conclusion mentions that the projections include impact of solar rooftop, green hydrogen, EVs and energy efficiency. But there is no mention of values and its implementation	The details regarding electricity demand projections are mentioned in 20 th Electric Power Survey Report.	Yes
13.11	What is a clean coal technology?	Mentioned in Chapter 5	No
13.12	How is the solar potential divided between different types? Large-scale utility, rooftop, CSP, floating solar, etc.	The solar potential considered is as per MNRE inputs. Reassessment of the potential is underway with recent technologies like CSP, floating solar, etc.	No

13.13	What is estimated offshore wind potential in India?	Mentioned in Chapter 6	No
13.14	How has sustainable development been ensured in the NEP capacity addition?	Details are given in chapter 5,6 & 10.	No
13.15	How NEP manage to achieve the regulation targets and objectives of all policies of GoI.	National Electricity Plan has been finalized to achieve the policies of GoI.	Yes
13.16	How power quality is defined in the context of the NEP	Maintaining stable voltage and frequency.	No
13.17	What are the constraints for gas and biomass?	Details mentioned in Chapter 5 of National Electricity plan Generation Vol I	No
13.18	Describes tools (PLEXOS and ORDENA) used in the NEP, but not how these were used.	Investment optimization also considers the contribution of all resources during peak demand hours.	Yes
13.19	Why peaking availability is chosen as an important parameter for meeting projected demand. What is the value of peaking availability?		
13.20	How and by who were the values of 0.2% LOLP and 0.05% ENS decided?		
13.21	Has all solar rooftop generation been included or how much is assumed to be on-grid? And why is solar rooftop included while captive demands are not?	Details are given in 20 th EPS report. To capture the variability and uncertainty associated with solar roof top the same has been included.	Yes
13.22	It is written that the three years 2015-16 to 2017-18 are more representative of historical trends. But these years can be warmer or colder than average which might give abnormal load profiles?	The latest demand profile has been considered in the final National Electricity Plan.	Yes
13.23	How are expected changes for future load profiles included in the report? Like Green Hydrogen, EV, higher cooling demand.	The change in load shape due to emerging technologies are uncertain therefore not considered.	No
13.24	Is it possible to describe why time blocks have been created for peak days and non-peak days? Why was this felt to be necessary? How many peak days are there and is it on a national or regional level?	To capture the peak and off peak requirement of the system.	No
13.25	Why are no coal and gas retirements included for the years 2027-32?	The planned retirements have been considered.	Yes
13.26	Why supercritical plants were considered as investment options not ultra-supercritical plants?	The same has been considered in final NEP	Yes
13.27	How was it decided to use 5-hours storage for Battery candidates?	Battery storage has been optimized as per the requirement.	No
13.28	Why are custom duties for batteries considered when duties for other technologies are not included, e.g. for PV technologies?	The cost of imported generation technologies are with custom duties.	No
13.29	How has planned transmission capacity expansion been included for the period beyond 2021-22?	The details are in Nation Electricity Plan Transmission Vol II.	No

13.30	What fuel restrictions are considered	Details mentioned in Chapter 5 of National Electricity plan Generation Vol I	No
13.31	What are implementation restrictions considered in the study given that solar installations are skewed region wise for 2022-27?	The region wise solar implementation is based on the Solar potential.	No
13.32	What duties are currently set for import of PV systems?	The details are available in Central Board of Excise & Custom, Ministry of Finance Website.	No
13.32	Is it possible to specify installed capacity of coal and Lignite separately for 2026-27?	The Lignite based capacity is considered same as March 2022.	No
13.33	It would be interesting to specify type of new coal plant added between 2022-27 i.e. subcritical, supercritical and ultra- supercritical	Most of the coal based capacity added during 2022-27 is supercritical, the same can be seen from the list of under construction projects.	No
13.34	The label of “Hydro” is missing on Exhibit 5.3.	The same has been incorporated in Final NEP	Yes
13.35	Scenarios mentioned in the Chapter 5 are actually sensitivity analysis.	It’s the nomenclature. The objective is to assess the impact of variation in inputs on the capacity mix.	No
13.36	What would happen in a situation where future demands are lower than current projections and how can it be avoided that overcapacity will be planned? In addition, it is unclear how the 5% increase in peak and electricity demand was arrived at.	Resource Adequacy Plan is to be prepared in future and the same is proposed to be revised annually to adjust to demand & capacity.	No
13.37	What would happen if some of the planned nuclear plants are cancelled due to the current or future protests and issues surrounding some of these in India. [in respect of delayed Nuclear]	Conservative scenario has been considered in chapter 5.	No
13.38	On what historical trend, nuclear capacity addition was delayed by some years.	It is based on the past trends.	No
13.39	Can it be explained why the capacity of coal only increases by 2 GW in 2026-27 when the total capacity is 69 GW lower? Are the CUF of all technologies increasing significantly? [conservative scenario]	The peak is met by increase in coal and BESS capacity. The PLF of coal based capacity increases to meet the electrical energy requirement.	No
13.40	In the situation with higher demands, the installation of wind, solar and biomass does not increase. Is this because some restrictions on instalments have been applied and if so, what are these values?[5% increase in peak and energy demand]	To reflect the feasible and practical limits of various constraints has been modelled that some are mentioned explicitly while other may be inferred from the results.	No
13.41	How the adequacy assessment of capacity mix is performed and which studies are performed as part of this process? [Exhibit 5.6]	Mentioned in Chapter 5 of NEP Generation Vol I	No
13.42	How much is the curtailment for the different future years?		

13.43	What are expectations in terms of costs, i.e. power prices, total system costs and the costs to the consumer?	The total system cost and cost to consumers depends on many factors and therefore outside the purview of NEP.	No
13.44	What is the source of LOLP and ENS planning norms that is accepted globally?	The details are mentioned in Chapter 5.	No
13.45	What is expected technology development towards 2031-32 for solar and wind power?	The details are mentioned in Chapter 6.	No
13.46	What is the source of the transmission line costs?	Based on the discussion with developers.	No
13.47	What are the sources of CUF values of solar and wind power?	Based on the past data and discussion with developers.	No
13.48	Amortization is a financial parameter typically used for accounting purposes and might be different from a technology's physical expected lifetime [Annexure 5.1]	For modelling purpose the values for both are considered the same.	No
13.49	The solar cost reductions going from 4.5 cr in 2021-22 to 4.1 cr in 2029-30 are more conservative than other studies expect and the historic trends. What is the source of these values?	Based on the discussion with developers.	No
13.50	The solar potentials for India are estimated by taking a proportion of the waste land area of the country. Why 3% of the waste land area to be covered by Solar PV modules is considered to arrive at country 'solar potential? And what about solar potentials in areas not located on waste land, e.g. rooftops or fields?	The solar potential considered is as per MNRE.	No
13.51	To estimate the standard costs for technologies in the future a value of 2.65% escalation per annum has been selected. How was this value derived at? Is this aligned with the cost estimations used in Chapter 5 for capacity additions?	Explained in chapter 8	No
13.52	Update the description of the NDC to the latest version	Final NEP considers the latest NDC targets.	Yes
13.53	The latest projects for battery costs from Bloomberg indicate a slowing of cost reductions and that battery costs actually might increase slightly over the next few years due to rising costs of materials, etc.	High Battery cost scenario has been considered in Final NEP.	Yes
14	Prayas (Energy Group)(PEG)		
14.1	Need to revise draft NEP based on 20th EPS projections and finalize based on public consultation	The Final NEP is based on 20 th EPS projection	Yes
	Open-source tools with public documentation on model formulation, along with the methods and algorithms utilised are preferred over black box models.	All the inputs data used for planning studies are available in public domain. All the assumptions are given in NEP Generation Vol I.	

14.2	The input data used and the assumptions made for all the scenarios involved should be clearly elaborated and made available to the public		No
14.3	Scenario with Variations in cost of technology, differing changes in demand, and variations in deployment of capacity.	Variations in deployment of capacity , demand and cost of battery technology has been carried out.	Yes
14.4	NEP study does not include the impact of captive and open access capacity on demand projection	Final NEP is based on 20 th EPS Demand projection.	Yes
14.5	Impact of PM-KUSUM and other state level schemes resulting in increased solarisation of agriculture, penetration of electric vehicles, push for uptake of green hydrogen, changing cooling demand, encouragement of induction-based cooking, behind- the-meter rooftop generation, and other such factors etc.	Final NEP is based on 20 th EPS Demand projection.	Yes
14.6	Figures for projected energy savings in the major highlights section and Table 3.3 are not matching.	Necessary corrections have been incorporated.	Yes
14.7	It is not clear if the cost assumptions used in the modelling exercise (Annexure 5.1) are in real terms or in nominal terms.	It is in real terms.	No
14.8	Constant CUF is assumed for solar and wind though CUF have been steadily going up. In particular, wind CUF assumed seems quite low.	The assumption is based on the data collected from states and developers. Further, it is regional average for the country.	No
14.9	Fund requirement for capital cost are not matching in Annexure 5.1 and Annexure 8.1.	The cost considered in chapter 5 is aligned with chapter 8(Fund Requirement).	No
14.10	What are assumptions behind solar and wind capex escalation are not clear and inconsistent with observed trends.(Annexure 8.1)	The cost in chapter 8 is in nominal terms. Cost escalations are based on solar and wind developer inputs.	No
14.11	The trend of rising SCC (Specific Coal Consumption) is puzzling from FY22 to FY32, since newer plants would be more efficient.	The specific coal consumption depends on many factors like GCV of coal, low load operation of coal plants, PLF etc.	No
14.12	Discrepancy in coal requirement calculation in Table 7.8. Using the given method, the coal requirement comes to 766.7 MT and 881.7 MT for FY27 and FY32 respectively.	No discrepancy.	No
14.13	Chapter 10, the weighted average CO2 emission rate from grid-connected stations is given without considering renewables	Generation from RE sources has been considered while calculating the weighted average CO2 emission rate.	No
14.14	The slippage and commission of conventional capacity in FY17 to FY22 is tracked, the same is not carried out for RE capacity	The same has been included in Chapter 2.	Yes
	The peaking availability, auxiliary		

14.15	power consumption, heat rate for several types of generating units, as considered in the expansion planning studies are not mentioned in Annexure 5.1.	Included in NEP	Yes
14.16	Reasons for delay of individual hydro and coal projects are not elaborated in Annexure 2.4.	Reason for delay of individual Coal and Hydro Plants are already available in Public domain.	No
14.17	It is unclear whether the section 10.5 deals with the CO2 equivalent of all GHG or emissions of CO2 alone.	It is CO2 emissions alone.	No
14.18	In Section 10.5, it is stated that “The CO2 emission from gas based power stations is almost half of that is generated by coal based power stations”. This is not correct and what was perhaps meant was that the CO2 emission factor of gas-based stations is half of coal	Necessary correction done.	Yes.
14.19	The draft NEP need to consider below developments. (i) The 2022 amendment to thermal power plant emission norms (ii) Development of mandatory carbon market by BEE(in progress)	This is taken care in final NEP Not in the purview of NEP	Yes
15	KPCL		
15.1	The mentioned order dated 29.01.2021 for RPO trajectory has been superseded by the latest order of MoP on RPOs dated 22.07.2022. The same need to be updated	Included in Final NEP	Yes
15.2	Since installed capacity from large hydro is included under RES with effect from 2019 onwards, it is requested to extend all the benefits prevailing to RES in respect of carbon finance and REC trading to existing hydro plants, which were commissioned before the order also.	Not in the purview of NEP	No
	To promote hydro power sector, KPCL requests for Budgetary support for carrying out R & M works for existing hydro stations to avoid increase in levelized tariff after R&M work.		
15.3	FGD is under implementation at RTPS & YTPS as per CEA guidelines and new environmental laws. Hence, necessary action to remove RTPS from the list of projects for retirement may be initiated	Retirement list has been revised	Yes

15.4	Formulate policy to support R&D/implementation, funding mechanism, financing mechanism for modification in gas plants for using Hydrogen as fuel along with natural gas (30% Hydrogen and 70% Natural Gas)	Not in the purview of NEP, can be taken up separately.	No
15.5	Policy should envisage providing grants for implementation of the pumped storage schemes in state sector to reduce the tariff and make it feasible for implementation. MoP has already made policy for funding PSPs through VGF. Increase in the VGF to 30% from 20% is proposed for consideration.	Not in the purview of NEP	No
15.6	DPR for implementation of 2000 MW pumped storage at Sharavathy basin has been prepared in consultation with M/s WAPCOS and is to be submitted to GoK. Hence, the same could be considered under planned capacity addition in FY 2027-32.[Table 5.4]	Considered in Final NEP	Yes
15.7	To fulfil the requirement of capacity addition of 11060 MW of PSP[2027-32] in Southern region, a single window agency may be formed to simplifying the process and for obtaining fast track clearance for the project from the various statutory bodies [Table 5.9b]	Not in the purview of NEP	No
15.8	Policies supporting R&M of existing old coal plants needs to be formulated in view of importance of coal plants as base load plant.	The same is being prepared separately by CEA	No
16.	NIAS		
16.1	Adopt moderate growth projections in the draft 20th EPS	The Final NEP is based on 20 th EPS demand projection.	Yes
	report for generation & transmission planning.		
16.2	Tariff hike for consumers due to the costs of balancing power and grid integration when the share of solar in the total electrical energy in the grid (other than in the agriculture feeder) increases disproportionately.	Solar is one of the cheapest sources of power generation and environmentally friendly. Solar generation can be complemented with storage options which are competitive with conventional generation and provides reliable energy supply. Consumer tariffs are not part of the NEP, but treated by other entities.	No
16.3	It may be prudent for the CEA to prune down the projections for Battery Energy Storage (BES) in Table 5.10a and 5.10b in view of IEA projections of increasing cost.	Scenario with increase battery cost has been considered in Final NEP.	Yes
16.4	The capital investments assumed for additions in coal-based capacity (Rs.8.34 Cr. Per MW) can be made more realistic by looking at below points.	Cost projection has been considered as per the data furnished by developers.	No

16.5	TPP should be located far away from critically polluted high populated density areas and will not require FGDs.	The emission standards notified by MOEF has to be adhered by all the thermal power stations irrespective of location.	No
16.6	Emphasis of coal washing before transportation to TPP by at the coal mine.	Not in the purview of NEP	No
16.7	MoP/CEA may make road map to address the effective use of retired TPP sites clean sources of electricity generation by small and modular Reactor and mandating the use of AUSC/IGCC technology.	Not in the purview of NEP	No
17	JM Financial Limited		
17.1	The 5 yrs CAGR for energy requirement considered is more than 6% for both FY22-27 and FY27-32 periods against the average of 3.8% during FY17-22.	The demand Projections is as per 20 th EPS.	Yes
17.2	Premise: During FY08 to FY12, the PLF of thermal capacities was in range of 70-75%. Increasing the PLF by another 15% can add more than 150 BU in FY27 itself. Comment: The document has considered average PLF of installed capacities around 60%.	PLF of coal based plants is an output of the studies.	No
18	EMA Solutions Pvt Ltd.		
18.1	EPS demand projections are different from that assumed in NEP, therefore NEP should be revised accordingly.	The final NEP is based on 20th EPS Projections	Yes
18.2	State the assumptions taken for hourly/sub-hourly demand.	The same has been mentioned in chapter 5. Demands in NEP are based on hourly resolution.	No
18.3	Consider the impact of adoption of new technologies like EVs, Battery Storage and addition of solar generation etc. on demand shape in the future.	The 20 th EPS demand projections have considered the same.	Yes
18.4	Significant amount of utility demand is migrating to Captive and Group Captive modes. Whether the impact of such load migration has been accounted for is not clear from the NEP assumptions.		
18.5	The new coal based additions (for FY32) need to be thoroughly evaluated against the climate goals and financing hurdles.	The international climate commitments will be met with the projected generation capacity mix.	No
18.6	Impact of new government policies Hydro Policy, Storage Policy, Hydrogen Policy, Pooling of tariff for old plants etc. should also be evaluated.	The same has been considered while formulating NEP.	No
18.7	~7GW of new nuclear capacity by 2032 seems very aggressive considering the past performance of the nuclear-based capacity	The nuclear capacity addition has been moderated in final NEP.	Yes

	additions in the country.		
18.8	CEA has estimated the cost of transmission of 500GW RE as 2,50,000 Crore. Further, this appears to be the cost of ISTS only. i) Burden on state of this cost should be considered. (ii) Whether the plan considered is the optimal considering both generation and transmission planning in an integrated manner needs to be evaluated.	The details are mentioned in chapter 5. Intrastate optimization has not been performed as the perspective is of national level. It might be possible to include further state level analyses in future studies.	No
18.9	Does the Planning Software used for preparing the generation plan consider the decentralized aspects of state level supply-demand energy balances.		
18.10	Provide detailed considerations of demand forecast. Are the Demand Forecasts weather normalized?	The details of demand projection is available in 20 th EPS Report.	Yes
19	Shiva Suman		
19.1	In regards to the caption mentioned on the cover page 'In fulfilment of CEA's obligation under section (4) of the Electricity Act 2003' should be replaced with section 3 sub section 4.	Necessary corrections have been incorporated in final NEP	Yes
19.2	The capacity addition achieved from conventional sources is 30,667.91 MW for the year 2021-22 may be changed to 2017-22.		
19.3	Update Coal capacity to 33262MW at point x at page 22 (Major Highlights)		
19.4	Please re check the total of RES capacity required for 2022-27 [Page 127 NEP]		
19.5	Capacity of BESS (51.55GW) is not added in the total IC of 2031- 32 (865.941GW)	As BESS is not an energy generating source, it is therefore not considered in total IC.	No
19.6	Why 20% uncertainty in energy availability is considered to work out the coal requirement.	Based on the past trend of Capacity addition and energy output loss due to drought, etc.	No
19.7	At COP26, India has committed for half of energy from renewables by the year 2030. This target does not seem to be achieved.	NDC commitment is to achieve 50% of Installed Capacity from Non-fossil fuel based capacity by 2030.	No
20	KSEBOA		
20.1	Need to address the factors in National Electricity Policy which delay the planning and completing thermal power plants or large hydro projects, coal shortage and import dependency and privatisation in coal sector that have accelerated coal crisis.	Not in the purview of National Electricity Plan	No
	It is recommended that the cost of transportation of fly ash be partially borne by the Central/ State Government to reduce cost of		

20.2	generation. The increase in cost (due to new environmental norms) should be compensated from the clean energy cess which has been collected from the consumers of the electricity sector.	Not in the purview of National Electricity Plan	No
20.3	Obtaining forest/Environmental clearances is to be made simple. The viability gap fund should be extended to HEP as applicable to RE	Not in the purview of National Electricity Plan	No
20.4	In order to reduce the capital cost for small hydro projects the necessary technical and policy reforms should be introduced periodically.	Not in the purview of National Electricity Plan	No
20.5	Need to explore hybrid power system - Solar - wind, solar- hydro, Solar-battery, Wind-Battery etc.	This will be studied in future analyses. The NEP uses a regional scope and it does therefore not matter if the installations are as hybrid technologies or as separate plants within the same region.	No
20.6	More R&D should be focussed on developing new-segmented hybrid blades of reduced dimension, effective utilisation of wind thrust, even the feasibility of onsite assembling of blades etc. in collaboration with IITs, NITs or other organisations.	Forwarded to concerned wing for consideration.	
20.7	The tax imposed on imported solar panels boost domestic production but it led to higher cost of generation.	Beyond the purview of NEP. Most recent cost estimations have been used in the NEP.	No
20.8	RPO targets sometimes put additional financial burden on DISCOMS. Need to examine whether these targets can be met from available renewable resources of the state.	RPO targets can be met by renewable resources located anywhere in the country.	No
20.9	The Electricity demand projection should be workout considering demand due to EV, Domestic and agriculture load shift and the current NEP plan must be reworked considering the 20th Power survey.	The final NEP is based on 20 th EPS, wherein the demand due to EV has also been considered.	Yes
21	GCIL		
21.1	It is suggested that energy and demand consumption figures in the NEP may be aligned with the figures notified in final 20th EPS for uniformity.	The final NEP is based on 20 th EPS	Yes
21.2	Considering the high envisaged energy intensity of electrolyser load in future, it is suggested that the quantum of the same assumed in demand assessment may be mentioned in the report.	Already taken care in 20 th EPS Report.	Yes
	Specify the generation source(s) for		

21.3	which 5% spinning reserve in the system is taken	Coal and Hydro resources.	No
21.4	Rationale for cost of ENS may be specified.	Cost of generating one unit of electricity paid by the consumer if generated by themselves.	No
21.5	It is not clear whether impact of change in load shape mainly due to agricultural load shift to solar hours is captured or not.	Incorporated in Final NEP	Yes
21.6	Review the PSP capacity as on March 2022 as PSP capacity totalling to 2590 MW is not operational due to various reason.	Efforts are being made to operationalize the pump mode operation of the PSP capacity.	No
21.7	Battery storage candidates of different durations - 2, 4, 6 hours etc. may be considered instead of a single duration of 5 hours. Model would pick the optimal duration in different time frames.	Considered in final NEP	Yes
21.8	HVDC transmission capacity in forward and backward direction is not same. Further, there are some discrepancies in transmission capacity between corridors.	Necessary corrections have been incorporated in final NEP	Yes
21.9	No BESS capacity has been considered under construction during 2022-27 in the above table whereas 4000 MWhr of grid-scale	Necessary changes done in final NEP.	Yes
	BESS capacity is being implemented as part of MOP's pilot project on BESS.		
21.10	It is suggested that assumptions for scenario-3 i.e. "Conservative Scenario may be elaborated in the report.	Explanation included in final NEP	Yes
21.11	It is suggested that year-wise I/C capacity details starting from 2022-23 to 2031-32 may also be mentioned in the report	As mandated the long term plan for terminal years of the plan period has been provided.	No
21.12	Additional scenarios to consider: i) Change in load shape (agricultural load shift) scenario ii) Low demand scenario (5% decrease in Peak demand and Energy)	Agriculture load shift potential for future years is not available therefor scenario not considered. Lower electricity demand than projected as per 20 th EPS can be met with capacity planned for demand projections as per the 20 th EPS.	No
21.13	The energy being met through storage in the year 2026-27 is not in line with the Storage Purchase Obligation (SPO) [SPO target 2.5%] requirement notified by MOP in July 2022.	The storage requirement is aligned with the SPO target.	No
21.14	The forced and planned maintenance outage rates considered for different sets of units/technologies may be specified in the report. Further, the approach taken for scheduling of planned outages may be elaborated in the report.	Incorporated in the final NEP.	Yes
	It is suggested that season wise LOLP and ENS figures may also be	NEP is long term planning and therefore season wise LOLP and ENS may be dealt with in	

21.15	specified in the report.	separate report. The LOLP and ENS in NEP is based on annual average.	No
21.16	Are there any days/periods where storage technologies has operated in charging mode during night especially during high wind season may be mentioned in report.	NEP focuses on long term planning. Operation of storage technologies may be dealt with in separate report.	No
21.17	“It has been observed that about 3.48 % of RE based generation may not be absorbed during the year 2026-27. Please specify the value for 2031-32 also.	The value included in the Final NEP	Yes
21.18	Please specify the coal capacity expected to run at high PLF (>70%) and low PLF (<30%) for 2031-32 also.	As 2027-32 is perspective plan hence detailed hourly dispatch are not provided in NEP.	No
21.19	Please share dispatch and analysis of all critical days of 2026-27 and 2031-32 as done in Optimal Generation Capacity Mix Report (2030).	Dispatch and analysis of all critical days of 2026-27 and 2031-32 is voluminous and may be done in separate report	No
21.20	The Planning Reserve Margin taken for meeting the reliability metrics (ENS and LOLP) for 2026-27 may also be mentioned in the report.	The same will be covered in RA studies.	No
21.21	(i) Please mention CUF of offshore Wind (ii) The RE CUF being observed in real-time is much higher than what has been considered in the study. For e.g.- Actual CUF of Solar is (25-32%) vis-à-vis assumed CUF of ~22%	22% CUF of Solar PV is on aggregated All India basis considering existing Solar PV, Rooftop solar and future PV plants.	No
21.22	Discount rate assumption (for present value) considered in the study, Assumption for battery cycle efficiency and number of charge/discharge cycles, if any?	Specified in the final NEP.	No
21.23	Please specify the List/Details of under construction plants (coal-fired, hydro, PSP, hydro import from neighboring countries) for the period from 2026-27 to 2031-32 also.	Already specified in NEP	No
21.24	Please specify the assumption for below parameters: (i) % Availability (source wise) (ii) Ramping (%/min) – source wise (iii) Hot, Warm and Cold Start-up Time (source wise) (iv) Minimum UP and Down Time (source wise) (v) Startup Cost - Fuel Consumption / Shutdown Cost (source wise) (vi) % Technical Minimum Level (source wise)	The same has been mentioned in Final NEP	Yes

	2. The maximum and average ramping requirement in the system for the years 2026-27 and 2031-32 may be mentioned along with the contribution of each source in meeting that ramp.		
21.25	As Grid Operation has been identified as a specialized domain and CERT-GO has been formed by MoP, it is suggested that Grid Operation may be included as a separate segment here.	Beyond the purview of NEP.	No
21.26	Clear demarcation of IT & OT Network segment based on its integration / connectivity with field devices and further upstream connectivity needs to be done. It is suggested that hardening of IT-OT Convergence point may be taken up accordingly.	Already incorporated in NEP	No
21.27	Following may be included suitably in the section: <ul style="list-style-type: none"> • Design and Operation of appropriate Disaster Recovery Mechanism both in IT & OT • Implementation of IEC 62443 Standard in Power Sector • Establishment of Federated SOC for Power Sector 	Incorporated in Final NEP	Yes
21.28	Following may be included suitably in the section: <ul style="list-style-type: none"> • Cyber Security threats and its mitigation techniques for future migration of Critical IT & OT Services to Cloud platforms 		
21.29	In the “Committee for Preparation of National Electricity Plan 2022-27” section, Chief Executive Officer, (POSOCO) may be replaced with Chairman and Managing Director (CMD), Grid-India (formerly POSOCO). (ii) “POSOCO” acronym in the report may be replaced with Grid-India.		
22	PTC		
22.1	Please cite reasons for shortfall in achieving the scheduled capacity of 51561.15MW during 2017-22 and describe what impact it had on the value chain.	The broad reason for shortfall in achieving the scheduled capacity is included in Chapter 2.	No
22.2	The assessment of nuclear capacity to added during 2022-27 and 2027-32 needs to based on availability of nuclear fuel and its enrichment.	Nuclear capacity addition has been considered based on inputs from DAE.	No
	The Hydro imports of 5856 MW for 2022-27 and 2027-32 may be re examined and Hydro Installed	This is based on the latest assessment of Hydro	

22.3	Capacity excludes imported capacity. Please re consider the PSP capacity (12020MW) addition during 2027-32.	projects imports and PSP capacity addition. The imported hydro capacity in IC is excluded as not located in the country.	No
22.4	The BESS capacity addition for 2027-32 should be examined from multiple aspects including future cost curve.	Scenario with higher BESS cost has been carried out.	Yes
22.5	Considering the low PLF (55% in 2026-27 and 62% in 2031-32), the coal based IC needs to be utilized optimally.	PLF of coal based thermal plants is highly dependent on generation from RES sources and the load pattern.	No
22.6	Scenario without spinning reserve or at a lower level then proposed 5% may also be modelled.	5% spinning reserve is as per the National Electricity Policy 2005.	No
22.7	The capital costs and project finance is influenced by prevailing energy tariffs. Therefore, a price forecast for future years may also	The cost development into the future of all technologies has been considered. Energy tariffs are not considered in the modelling as	No
	be useful input while modelling the cost and estimating funding requirements.	they are for energy consumers while the NEP optimizes for the generation portfolio	
22.8	Given the evolving state of our markets due to addition of BESS, PSP, EV, Green Hydrogen, a periodic review of the model should be done.	High demand scenario has been carried out.	No
23	KSEBL		
23.1	Necessary provisions may be incorporated in NEP for reinstating the financial for SHEP and enhancing the rate of assistance for SHEP.	Beyond the scope of NEP	No
23.2	MoP may consider the possibility to enhance the financial assistance available for large hydro above 25MW and provide soft loan for the project construction.	Beyond the scope of NEP	No
23.3	The procedure to obtaining forest/environmental clearances is to be made simple for smooth implementation of hydro projects. Assistance from GoI/CEA is essential in this matter.	Beyond the scope of NEP	No
23.4	Maintaining reserve implies commercial obligation on part of DISCOMS. Hence surplus available in different control area may be made available as regional/national reserve and a methodology should be arrived for pooling these reserves among control areas with the consent of state in case of state reserves.	Beyond the scope of NEP	No
23.5	The demand projection needs to be revised based on 20 th EPS.	The final NEP is based on 20 th EPS	Yes
23.6	The electricity energy demand should be ascertained considering the trend in electric vehicles charging, adoption of	Considered while projecting demand as per 20th EPS	Yes
	Maximum utilization of stranded		

23.7	capacity of transmission networks also to be taken care while planning the location of generating sources especially RE sources.	Inter-regional transmission lines have been considered while optimizing the generation capacity addition.	No
23.8	Feasibility of Hybrid projects – Wind –Solar Hybrid, small hydro solar hybrid etc. needs to be explored.	This will be studied in future analyses. The NEP uses a regional scope and it does therefore not matter if the installations are as hybrid technologies or as separate plants within the same region.	No
23.9	In order to ensure the grid stability and for promoting the RE, financial assistance, including grants and soft loans should be ensured for PSP.	Not in the purview of NEP	No
23.10	The Energy storage target notified by MoP is also to be considered while taking decision of investment in the storage technology.	NEP is aligned with the Energy storage target notified by MoP.	No
23.11	Special financial assistance is required from Central/state govt for extension projects associated with large dam based hydro projects.	Beyond the scope of NEP	No
23.12	Modelling has to incorporate the factors (i) changes in consumption pattern due to modernisation, industrialisation (ii) Dependency of some energy sources on weather conditions (iii) growth of EV (iv) Increased penetration of RE in grid.	Already Considered.	No
23.13	TPP work as base load plants therefore it is suggested that (i) Modernisation of TPP based on RLA shall be carried out on TPP approaching designed life for extending their useful life. (ii) Any TPP completed 25 years and with long term PPA relinquished by DISCOM may be provided with an opportunity to operate as reserve capacity and suitable mechanism is to be devised for compensating their services. (iii) RE sources with storage can be considered for reserve capacity.	Retirement considered in final NEP has been moderated.	Yes
23.14	The capacity addition from various sources need to be relooked as the stated capacity addition may have impact on grid stability. Also BESS in not considered for 2022-27. Why?	All the technological options are given in the model to get the optimal generation capacity mix. Battery addition only starts occurring when optimal and required in the system.	No
23.15	(i) In case of delayed hydro scenario, the impact on ancillary services provided by hydro projects need to be evaluated. (ii) Also consider delay in thermal capacity addition scenario.	Separate study can be taken up subsequently as ancillary services are beyond the scope of the NEP. The conservative scenario considers the same.	No

23.16	The RPO targets mentioned in draft need to be modified considering “RPO and Energy Storage Obligation Trajectory until 2029-30” published by MoP on 22.07.2022.	NEP has been aligned with the latest RPO target.	Yes
23.17	Need to strengthen the railway system for coal transportation and ensure that stations do have proper coal storage.	Not in the purview of NEP	No
23.18	Suitable provisions need to be included in Electricity generation plan for capital investment for strengthening the cyber security ecosystem in power sector.	Beyond the scope of NEP	No
24	Torrent Power Limited		
24.1	<p>Through suitable policy interventions, sustainable and clean power generation from gas- based plants may be supplied to suffice peak power requirements and work as a ‘bridge fuel’ to manage the transition from coal to renewable energy.</p> <p>Possible measures to utilize gas based PP cost-effectively.</p> <p>(i) The priority of domestic gas allocation to power sector should be enhanced</p> <p>(ii) ~ 50% of incremental production of Domestic HPHT (Freedom) gas can be preferentially allocated to gas- based plants</p> <p>(iii) The Freedom Gas can be priced at ceiling rate (current ceiling price is \$ 12.46/ MMBTU for Oct 22 – Mar 23) which would ensure nil revenue loss to the E&P players. Such incremental gas may be pooled with APM gas (current ceiling price is \$ 8.57/ MMBTU for Oct 22 – Mar 23) already reserved for the power sector.</p> <p>(iv) The dispatch of the gas can be based on the efficiency of the plant and in case of equal efficiency, on pro rata basis as per the ratio of installed capacity.</p> <p>(v) The proposed pooling would address (to some extent) the concern of cost of generation. It may be noted that such pooling is already being done for the fertilizer sector</p> <p>(vi) Power sector, being completely regulated, is unable to competitively bid and get the gas as against other non-regulated sectors which are able to pass the higher gas cost to consumers</p>	The comments which were beyond the scope of NEP have been forwarded to the concerned wing for consideration separately.	No

	(viii) After first exhausting the above-mentioned proposal of domestic gas allocation, Balance gas requirement can be explored through long / medium term supply of RLNG at optimum cost.		
24.2	Gas based power generation capacities may be utilized during April to October months of the year.		
24.3	All Gas power plants may be declared as Reliability Resources / Regional power plants, and dispatch power for peaking power requirement to support the grid.	The same is recommended in NEP	Yes
24.4	<p>Cost Optimisation:</p> <p>(i) Bringing natural gas under ambit of goods and services tax (GST) regime</p> <p>(ii) ISTS waiver for gas-based plants</p> <p>(iii) Domestic gas being sold to domestic consumers is priced in USD. However, the output, being domestic, should be priced in Rupees.</p> <p>(iv) The ceiling price formulae should be revised so that the cap reflects prices obtained for long-term deals in the international market. This will help in correct referencing and bringing price stability.</p>	Not in the purview of NEP	No
24.5	<p>Other Support:</p> <p>(i) Like RPO and HPO, Carbon Credit Mechanism Scheme or Gas Power Purchase Obligations (GPO) should be implemented to encourage the offtake from gas-based power plants, which has nearly 50% lower carbon emission compared to a coal-based power plant.</p> <p>(ii) Part of Clean Energy Fund from the developed nations could be extended for operation of the gas-based power plants</p> <p>(iii) Introducing flexibility in the purchase of natural gas to minimize the liabilities from daily 'take or pay' contracting.</p> <p>(iv) A specific tender of supply of RTC power bundled between RE and gas-based power may be issued along with allocation of domestic gas / e-bid RLNG scheme</p> <p>(v) A uniform tariff for gas transmission across the networks as compared to the different tariff for a specific pipeline shall help in removing the tariff cascading due</p>	Not in the purview of NEP	No

	to the usage of multiple pipelines.		
25	GRIDCO		
25.1	It is requested that the detail of reasons of delay for each of the slipped power plants may be reflected in Annexure 2.3.	Broad details of reasons of delay for power plant is mentioned in the Chapter 2. Further details may be obtained from CEA website.	No
25.2	Please provide information related to peaking availability, auxiliary power consumption, and heat rate of several types of generating units used in NEP in Annexure 5.1.	Included in NEP	Yes
25.3	It is requested to provide the detail features of planning tools (PLEXOS and ORDENA) along with the input parameters required for such planning tools in the generation plan (Section 5.6 and 4.2)	PLEXOS and ORDENA are propriety software and details feature of these tools are not relevant in the NEP document. Inputs required for planning studies are elaborated in Chapter 5 and relevant annexures.	No
25.4	It is requested to furnish region wise actual peak demand figure for the FY: 2021-22 in the NEP (Generation Vol.1) [Table 4.1]	The actual peak demand figures on all India basis are given in Chapter 1.	No
25.5	Based on Table 9.1, it may please be shown in the generation plan, how balancing of power from different energy sources in 2021-22 has been achieved against actual peak demand during 2021-22.	Not in the scope of NEP	No
25.6	The actual PLF for coal, lignite, gas, nuclear, hydro, pumped storage, biomass and CUF for solar and wind power and technical constraints if any, for the last five years including FY: 2021- 22 may be reflected in the NEP (Generation Vol.1). Repeat for Year 2026-27 & 2031-32 also.	The source wise generation details can be obtained from CEA website. Source wise generation for the year 2026-27 and 2031-32 is mentioned in Chapter 5	No
25.7	It is requested to provide the region wise installed capacity by the end of 2031-32 in the NEP (Generation Vol.1) as provided in Table 5.7 for 2026-27.	The NEP document covers perspective plan for the period 2027-32 therefore, the region wise Installed Capacity at the end of 2031-32 is not given and will be covered in subsequent NEP.	No
25.8	How peak load-generation balance would be achieved during 2026-27 as peak demand during the year is 272 GW and Installed capacity is 622.99 GW[Table 5.7]	The load generation balance graph for the likely peak demand (277 GW) day during the year 2026-27 is shown chapter 5.	No
25.9	How peak load-generation balance would be achieved during 2031-32 [Table 5.8]	The NEP document covers perspective plan for the period 2027-32 therefore, the load generation balance graph is therefore only given for the year 2026-27.	No
25.10	Annexure 6.2: state-wise estimated wind power potential in the country. The name of the states other than the seven windy states needs to be mentioned to attract the attention of prospective developers.	This information is as per data received from MNRE.	No

25.11	It is proposed that the norms for coal stock for pit head generating station and non-pit head generating station should be aligned with that stipulated at Regulation 34 (a) of CERC Tariff Regulations, 2019	Beyond the scope of NEP. However the comments have been forwarded to the concerned wing for consideration.	No
25.12	It may please be clarified in the generation plan whether the NTPC stations having adequate coal supply from their pit head coal mines also have to go for blending with imported coal during 2022-23.	Beyond the scope of NEP	No
25.13	CEA may clarify in the generation plan; who would bear the difference in cost of coal for the difference in quality between analysed grades of coal at loading end vis-à-vis that analysed at unloading end.	Beyond the scope of NEP	No
25.14	The ambient air-quality in terms of Sulphur Dioxide (SO ₂) level, Oxides of Nitrogen (NO _x) and particulate matter of the area around the coal based power plants may be published in the Generation plan so as to ensure whether there is requirement for installation of emission control systems for those plants at the cost of consumers.[Section 10.4]	The MoEFCC Emission Standards for thermal power plant have to be adhered to by all stakeholders. The same have been given in the Chapter 10 of NEP.	No
25.15	The solution/remedial measures for NO _x control may be brought out in the Generation Plan. [Section 10.4].	Not in the purview of NEP.	No
25.16	In Chapter 11 of Draft NEP (Generation Vol.1) R&D may be taken up on the following aspects (i) Over fluxing phenomena in transformers and the means to contain and control the same; (ii) Elimination of stray loss in transformers; (iii) Magnetising inrush phenomena in transformers and protection thereof along with specification for the same; (iv) Static tap-changer for transformers; (v) Determination of ratio error and phase angle error of instrument transformers (CTs and VTs) in the field and correction for the same towards energy accounting; (vi) Towers and materials for a resilient power system in cyclone prone areas of coastal belt;	Included in Final NEP	Yes
	(vii) On increase of available transfer capability of transmission lines and inter regional transmission		

	capacity.		
26	APRAAVA Energy		
26.1	The demand projections in 20th EPS are different from that assumed in NEP, the draft NEP should be revised with EPS demand scenarios also to reflect the changes in generation expansion.	The final NEP is based on 20th EPS	Yes
26.2	(ii) The growth rates in both the 20th EPS and the draft NEP are higher than the growth rates witnessed in the past. Therefore, It is important to run scenarios with lower demand growth rates to account for such a possibility.	Lower electricity demand if any than projected as per 20 th EPS can be met with capacity planned for demand projections as per the 20 th EPS.	Yes
26.3	(iii) NEP should evaluate the load shifting patterns as it has significant impact on the type and the amount of generation capacity additions requirements.	Final NEP captures the recent changes in load pattern.	Yes
26.4	Does NEP considers the impact of load migration (utility demand to Captive mode, C& I consumers locking itself into long term PPA with renewables etc.) on demand assumptions?	The 20 th EPS has considered the same while projecting the electricity demand.	Yes
26.5	The new coal-based additions (for 2022-27 and 2027-32) must be thoroughly evaluated in light of the climate goals and financing constraints.	The NDC targets will be achieved with the projected generation capacity mix.	No
26.6	The assumptions for retirements of old coal-based capacity and construction of new coal-based capacity must be validated while taking into account the MoP and state government directives.	The retirement of coal based capacity has been revised.	Yes
26.7	The report does not elaborate on how the PLFs will improve by FY32 by looking at declining trend of PLF in the last decade.	PLF of coal plants depends on forced outage, planned maintenance, demand and other must run generating sources.	No
26.8	~7GW of new nuclear capacity by 2032 appears overly ambitious given the country's previous performance with nuclear-based capacity additions.	Final NEP has moderated the Nuclear capacity addition.	Yes
26.9	Why majority of capacity addition of PSP and BESS in lumped during 2027-32? Does energy storage requirement comply with MoP directive dated 22 July 2022 "Renewable Purchase Obligation (RPO) and Energy	The studies are based on least cost. BESS is selected when it is feasible compared with other resources. Yes	No
	Storage Obligation Trajectory till 2029-30"?		
26.10	Does NEP considers the impact of government policies - creation of Carbon markets, hydro policy, storage policy, the National Hydrogen Mission, tariff pooling	The recent Govt. policies have been considered while formulating NEP.	No

	for old plants, bundling of renewable energy with thermal energy on capacity additions.		
26.11	It is requested that all the data used in the models and The simulation results should be made available to the public in MS Excel formats so that respondents can comprehend generation expansion planning and understand the risks to their investment decisions.	All the data used in the model are available in public domain. Further assumptions are elaborated in NEP.	No
27	India Energy Storage Alliance(IESA)		
27.1	It is requested to set a firm target for BESS requirement for India based on the actual status, under planning announcements and requirement based on RE generation.	The requirement of Storage resources (including BESS) may vary depending on the actual achievement of generation capacity from different sources during the plan period and variation of Demand from projected values.	No
27.2	Table 5.9- This study does not include present installed BESS projects, commissioned projects, under construction and planned projects. Break up on 51GW (255GWh) is required to be specified with the specific region, application area etc.	The same has been mentioned in Final NEP	Yes
27.3	It is very unclear from the document, deployment of BESS projects at various regions and timelines for the deployment.	The NEP document covers perspective plan for the period 2027-32 therefore, the regionwise / yearwise deployment of BESS for the year 2031-32 is not given.	No
27.4	51,555 MW of BESS with 5 hours storage- Duration of Storage is not same for all the application areas of BESS in power sector.	The Storage requirement as mentioned in the NEP document is cumulative; the actual storage duration may vary for different applications.	No
27.5	BESS capacity is not included as part of required installed capacity for India by 2032.	As BESS is not a generation source it is therefore not considered in the Installed Capacity.	No
27.6	Need to monitor the supply situation using reserve margin. NEP shall recommend 15% reserve margin (dependable capacity) to be in place by 2025 and 20% by 2030.	The reliability criteria is being met with the reserve margin.	No
27.7	India needs to create power quality benchmark and monitor power Quality across grid, so that consumers are aware of the power quality issues and improvements can be monitored systematically	Beyond the purview of NEP	No
27.8	Directive might be issued to CEA/ GCIL while working on National Electricity Plan to consider appropriate technical measures for ensuring grid stability and safety.	Beyond the purview of NEP	No
27.9	Combining renewables with battery storage can aid in ensuring round the clock (RTC)/firm and dispatchable power supply from these assets.	Implementation of storage are based on the requirements.	No
	It is imperative that quality		

27.10	parameters like interruptions; voltage level etc. should also be monitored for better power quality. DISCOMs may be mandated to have Energy storage based energy reserves to thwart power disruptions to geographically critical areas like metro cities/ key asset areas etc.	Operational issues are beyond the scope of NEP.	No
28	BP India		
28.1	<p>The definition of a captive charging station may be amended to include EV charging infrastructure set up in the premises of corporate customers even as these corporates/their contractors charge for this service and source power from open access.</p> <p>Aggregation of captive demand for EV charging stations located in a same discom area will enable multiple EV charging stations owned by one corporate customer draw captive power from OA RE plant. This may be allowed under one umbrella OA application and not with multiple OAs for each meter/consumer number.</p>	Beyond the purview of NEP	No
28.2	<p>A capped payment structure combined with “softer” evaluation criteria (technical capabilities) across annual payments maybe considered vis-à-vis the current model with uncapped bids and series of payments till the end of the development period which puts a high degree of risk on project developers in a nascent market.</p> <p>Offtake: In addition, post seabed lease award, at the offtake stage, developers may be given the choice between meeting the power demands of the C&I/captive consumers and a “strong government backed PPA auction” as in the Gujarat model.</p>	Beyond the purview of NEP	No
	<p>6.7.1- Ensuring RTC from RE power projects:</p> <ul style="list-style-type: none"> • RTC tenders: We urge you to test the market for a separate RE+ gas RTC auction. Tailored RTC tenders for gas/RE for a 5–10-year period would be a step forward. • Offtake/ dispatch of bundled RTC power: The framework for this auction would be designed to 		

28.3	<p>enable a must run status and offtake for the bundled power offer to enable gas fired power to address RE intermittency at an economically viable cost.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Regulatory interventions on charges: Wheeling, banking cross subsidy surcharge – for RE power projects should be applicable for RTC bundled power with natural gas. • Fuel flexibility with low carbon alternative like storage after a minimum period. • Profile shape: Availability of the hourly demand profile and upfront declaration of peak power supply periods will ensure that power supply is optimized to meet demand and the objective of RTC guidelines and to achieve grid balancing and carbon reduction. Hourly accounting of energy will level the playing field among various fuels/ avoid undermining the whole concept of RTC. This profile shape can be altered to cater for peak periods of the day or seasonal adjustments, meet the discoms' and wider grid requirements 	Beyond the purview of NEP	No
------	---	---------------------------	----

	<p>and incremental C&I customer demand.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Encourage open access so that RTC power can be consumed by C&I consumers • Extension of waiver of ISTS charges for projects being commissioned till 2030. • RTC/hybrid tenders instead of vanilla wind/solar tenders to contain intermittency. 		
28.4	A separate category for offshore wind under the RPO trajectory/renewable energy certificates (RECs) for offshore wind maybe put in place.	NEP does not recommend which policies to implement.	No
28.5	As offshore wind projects are long gestation projects and the first project expected to come onstream in the 2033-34 timeframe, transmission charges for offshore wind maybe waived for a longer term.	Beyond the scope of NEP	No
28.6	Manufacturing linked incentives for offshore wind/green hydrogen will help develop local technology and will also help lower the cost for project developers.	Beyond the scope of NeP	No
28.7	<p>7.6.7- Steps to overcome gas shortages:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Develop and deepen gas markets by including gas in GST and allow equitable and non-discriminatory access to third party gas infrastructure. • Expeditiously introduce LNG transportation policy and encourage bio-CNG to jump-start transport sector decarbonisation. • Co-firing gas in coal plants can cut emissions rapidly and dramatically as coal-to-gas switching reduces lifecycle GHG emissions by about 50% when producing electricity and by about 33% when providing heat (taking into account both CO₂ and methane) . • Introducing carbon price for fossil fuel power generators can promote adoption of low carbon fuel. 	Beyond the scope of NEP	No
	<ul style="list-style-type: none"> • National data repository for pumped hydro storage system. • Waiver of transmission 		

	charges for standalone pumped hydro storage system.		
29	BHEL		
29.1	With the release of the 20th EPS, there is a need to update the electricity demand projections of the NEP.	The Final NEP is based on the 20 th EPS projections.	Yes
29.2	Need to revisit the projected growth of electricity demand taken as 6.67% for FY22-27 and 5.33 % for FY27-32 in the 20th EPS in view of the unprecedented growth in demand of power (~8% in FY 22 and ~10% growth in H1 of FY23).		
29.3	The most appropriate solution for balancing the Energy Trilemma for Indian conditions appears to be through more efficient supercritical based thermal power plants incl. Advanced Ultra Supercritical (AUSC) technology and Lower Rating Supercritical (LRSC) technology. There is a need to incorporate these technologies, esp. in the perspective long-term plan, given their suitability to Indian conditions.	The same has been considered in Chapter 5 of NEP Generation Vol I.	Yes
29.4	Shifting towards Higher RE installation needs to be carried out in a gradual manner, suitably considering the problems encountered during implementation. It is requested that the capacity addition targets for Variable RES (excl. Large Hydro) may be revised considering the on-ground realities.	The same has been considered while projecting the capacity addition requirement.	No
29.5	There is a need for scale up and modernization of the Transmission & Distribution system of the nation, incorporating higher intra-regional and inter-regional connections and redundancies and Creating Green Energy Corridors. Further, there will be a need for incorporating smart metering into the system, which in turn will need modernization of systems and practices.	This topic is dealt with in NEP Volume 2-Transmission. The same is being implemented by ministry of Power.	No
29.6	Issue of large land requirement for RE projects may be addressed.	This is an important issue, but was not possible to assess in the NEP.	No
29.7	There might be a possibility of power void in the future in case there is a shortfall in renewable capacity addition targets as conventional power plants have long gestation period of 7-8 years resulting in non-availability of	Scenario analysis has been carried out for the same.	No

	recovery or back-up plan to fall upon.		
29.8	Retirement and R&M plan of more units may be considered given their high CO ₂ emission intensity. Replacement of old units with more efficient supercritical plants may also be planned for near term as well.	Retirement and R&M plan will depend upon the age and performance of the plant. Retirement and R&M could be relevant for the Indian power system and will be analyzed in future studies.	No
29.9	Retirement of old conventional power plants not in Compliance with the revised Emission norms notified by MoEF&CC may be considered.	The coal-based capacity considered for retirement is both due to age and non-compliance of environmental norms.	No
29.10	Nuclear and Hydro capacity addition target projections may be revised as realistically feasible.	Realistic feasible hydro and nuclear capacity addition has been considered in Final NEP.	Yes
29.11	Impact of RE transition on employment, skill development in Conventional Power sector and its allied sectors may be kept in mind as thermal power sector is more employment intensive than RES power sector. In addition, recent technological advancements have geared up the conventional power sector for cleaner power generation.	In this regard, separate detailed studies are underway.	No
29.12	The conventional power sector has been significantly indigenised over the years while, RES sector, on the other hand involves a major import content. Hence, from energy security point of view, overreliance on RES may not be advisable.	The make in India and the ATMANIRBHAR Bharat schemes will help to indigenize all technologies.	No
29.13	Fundamental inputs required to set up a power plant such as but not limited to Land, coal linkage, rail linkage, water, statutory clearances (to avoid hold on project at later stage eg NGT/court orders) etc to be provided before zero date, so that prescribed time limits are adhered to. Superfluous checks of drawings/documents/sub-vendors etc. by developer to be minimized during execution checks	Beyond the purview of NEP	No
30	Legal Initiative for Forest and Environment (LIFE)		
30.1	It is submitted that there should be a more detailed evaluation of the past plan period, including a thorough review of all the delayed and/or stranded projects (both conventional and renewable) and the related resource lock-ins, along with a detailed analysis of the cost (financial & economic)	Capacity addition review for the period 2017-22 has been considered in Chapter 2.	No

	impacts and hence the desirability, viability and feasibility of such capacity.		
30.2	It is submitted that the 20th EPS should be finalized first and based on these firm estimates, another round of public comments should be allowed as in the past, the NEP and EPS projections have often erred on the higher side while the actual demand has been lower for various reasons.	The Final NEP is based on 20 th EPS projections.	Yes
30.3	NEP should consider scenarios for lower demand also.	Lower electricity demand if any than projected as per 20 th EPS can be met with capacity planned for demand projections as per the 20 th EPS.	No
30.4	The draft NEP does not provide adequate analysis of the reasons for delays in the large hydro capacity that was considered for benefits in the earlier NEP.	The reasons for delay in the large hydro capacity has already been mentioned in reports published by CEA.	No
30.5	The CEA has not provided any evaluation of the economic impacts of these delays and the viability/desirability of such projects vis-à-vis alternative sources. Further, such analysis should compare not just the tariffs, but also the environmental impacts of these projects vis-à-vis those of the alternative sources such as solar PV and/or wind power combined with battery storage systems.	Separate study and therefore not in the purview of NEP.	No
30.6	The CEA should undertake a detailed evaluation of all the under-construction projects, including stranded assets, and the ones which are least cost and least resource intensive should only be considered for commissioning (ii) The CEA should also make suggestions and recommendations to the government to ensure that the resources locked in by the remaining projects, which are not likely to be commissioned by 2030, are released as soon as possible.	These evaluations are already being taken up by CEA separately.	No
30.7	The CEA should devise a better and more transparent arrangement to address the recurring problem of coal shortage: (i) To mandate the gencos to publish on a monthly basis the quantum of coal that was requisitioned and the actual quantum that was supplied. (ii) If the gencos purchase coal via e-auctions and/or imports coal for blending or to make up for the	Beyond the scope of NEP	No

	shortfall, that quantum should also be reported separately (iii) Introducing transparency in coal supply and requisitioning can help in improving coal stocks and averting shortages.		
30.8	If one were to not assume the arbitrary reduction of 20% in other sources of generation, coal requirement reduces to 767 MT in 2026-27 and 882 MT in 2031-32. This coal requirement is around 36% to 26% lower than the production target set (1.2 Billion tonne) by the Coal Ministry for the year 2023-24. Considering this, the current push for opening new mines at a rapid pace and large scale becomes questionable.	The generation reduction of 20% from other sources of generation is based on the past experience. NEP only concerns with the power sector while coal demands as per Ministry of Coal also covers other sectors (e.g. industries).	No
30.9	There is an urgent need for a sound and robust framework and process for prioritizing new mining projects to minimize environmental impacts and to avoid resource lock-ins. For this, there should be proper sync between CEA and Coal Ministry for coal consumption and production based on more realistic projections of electricity demand.	These considerations are very valid and CEA and Ministry of Coal are already doing their best to coordinate these efforts.	No
30.10	It is submitted that similar to the thermal and hydropower projects, the CEA should track and publish milestone-based developments along with the financial status for all renewable energy-based capacity that is planned and/or under construction.	Beyond the purview of NEP	No
31	Cochin Port Authority		
31.1	Provision shall be given to evacuate the solar power from the small DISCOM (10 MVA and less) to the main grid of the Power provider as per prevailing solar tariff.	Beyond the purview of NEP	No
31.2	Provision shall be given to small DISCOMS (10 MVA and less) for taking power from multiple 11KV feeders of power provider to meet the requirements of the consumers	Beyond the purview of NEP	No
32	NITI Aayog		
	Demand estimates: Draft NEP to be reviewed based on 20 th EPS projections. The 20 th EPS uses Partial End Use Methodology (PEUM) and does not consider impact of GDP on electricity demand. Other factors to be considered while including EPS demand:		

32.1	<ul style="list-style-type: none"> To review the assumption that all vehicle sales would be electric in 2030. EPS to consider vehicle types such as Strong Hybrid and Flex vehicles. Electricity demand arising from National Rail Plan that aims at 45% share of rail in the freight. Estimates of industrial demand to be correlated with industrial GDP. Agricultural demand in land preparation apart from irrigation. Increase in Solar rooftop penetration. 	<p>The Final NEP is based on 20th EPS projections.</p> <p>Scenario of increase in projected demand by 5% has been included in Chapter 5.</p>	Yes
32.2	To consider higher CUF of solar and wind for future years due to technological innovations.	Already considered in NEP	No
32.3	<p>Change in load profile due to introduction of ToD tariffs, rooftop solar, solarisation of agriculture sector, higher penetration of EVs, changing cooling demand etc.</p> <p>To leverage on load profile of states who have factored DSM and high RE penetration.</p>	Beyond the scope of NEP	No
32.4	<p>Variance in capital cost with CEA technology catalogue.</p> <p>To factor in the capital cost of coal for USC/AUSC as well.</p> <p>Also, the capital costs considered in Annexure 8.1 for estimation of fund requirements are in variance with numbers published in Annexure 5.1.</p>	<p>The costs considered are as per discussion with developers.</p> <p>Details given in chapter 8.</p>	No
32.5	To use higher efficiency for coal plants for future projections, due to retirement of old plants and set-up of new efficient SC/ USC/ AUSC plants.	Already considered in NEP	No
32.6	The study does not specify the means of meeting the demand arising from National H ₂ Energy Mission. Based on current cost estimates, decentralized route continues to be viable option for Green Hydrogen production till 2030. This means a substantial demand will be there not on grid but on decentralized capacity.	<p>Beyond the scope of NEP</p> <p>Scenario of increase in projected demand by 5% has been included in Chapter 5.</p>	No
32.7	Methodology for estimation of the operating reserve requirement is not specified. It should consider RE and demand forecast errors also as with high RE share, the forecast error will increase the requirement of operating reserve.	5% spinning reserve is as per the National Electricity Policy 2005	No

32.8	Contradictory finding in different scenarios: For the same electricity requirement, the total installed capacity estimated in conservative scenario is almost 69 GW lower (lower capacity is applicable for all sources) as compared to delayed nuclear and delayed hydro. If lower capacity is sufficient to meet the demand, then estimates in delayed nuclear and delayed hydro need to be re-estimated.	Scenarios have been considered in final NEP concerning Higher Demand, High BESS cost, Conservative Scenario and High Hydro deployment.	Yes
------	---	--	-----

MAJOR HIGHLIGHTS

The National Electricity Plan includes a review of the period 2017-22, detailed capacity addition requirement during the years 2022-27 and Perspective Plan projections for the years 2027-32. Major Highlights are as follows.

- i) The scheduled capacity addition from conventional sources (Coal, Gas, and Nuclear) during the period of 2017-22 was 51,561.15 MW as per National Electricity Plan, 2018. The capacity addition achieved from conventional sources is 30,667.91 MW for the period of 2017-22.
- ii) India's cumulative installed capacity of renewable energy (including large hydro) as on 31.03.2022 is 156,607.9 MW. This has increased to 167,750.3MW as on 31.12.2022.
- iii) Capacity consisting of Coal (18320 MW), Hydro (4801.5 MW) and Nuclear (3300 MW) envisaged during the period 2017-22 has been slipped due to various reasons where COVID-19 being the major reason resulting in delay.
- iv) As per 20th EPS report, the projected electrical energy requirement and peak electricity demand on all-India basis is 1907.8 BU and 277.2 GW for year 2026-27 respectively and 2473.7 BU and 366.4 GW for year 2031-32 respectively.
- v) Projection of energy savings for utility and non-utility is 213 BU for the year 2026-27 and 304 BU for year 2031-32 in moderate scenario and 285 BU for the year 2026-27 and 404 BU for the year 2031-32 in ambitious scenario.
- vi) The Installed Capacity of the country as on 31.03.2022 was 398,986.9 MW (excluding 510 MW of Diesel) comprising of 235,599 MW thermal, 6,780 MW Nuclear and 156,607.9 MW renewable energy (including Large Hydro). This is considered as a base installed capacity for the study period 2022-32.
- vii) Under construction capacity considered for the studies consists of 26,900 MW (25,580 for 2022-27 and 1,320 for 2027-32) of Coal based power plants, 11,494MW (10,462 for 2022-27 and 1,032 for 2027-32) of Hydro Power plants, 2,780 MW (2700 for 2022-27 and 80 for 2027-32) of Pumped storage plants and 8,700 MW (6,300 for 2022-27 and 2,400 for 2027-32) of Nuclear Power plants. Additionally, solar and wind capacity of 117,580 MW (comprising of 92,580MW of solar and 25,000MW of Wind) which are under various stages of implementation have been considered as planned capacity for the studies during the period 2022-27.
- viii) The retirement of 2121.5 MW has been considered for period 2022-32.
- ix) The projected capacity addition requirement during the period 2022-27 to meet the peak demand and energy requirement for the year 2026-27 is 211,819 MW comprising of 31,880 MW of Conventional capacity (Coal-25,580MW and Nuclear-6,300MW) and 179,939 MW of Renewable based Capacity (Large Hydro- 10,462 MW, Solar-131,570, Wind-32,537 MW, Biomass-2,318 MW, Small Hydro-352MW PSP-2700 MW) excluding likely Hydro based Imports of 3720MW. Additionally, the likely BESS requirement is 8,680MW/34,720 MWh during this period.
- x) Based on generation planning studies carried out for the period of 2022-27, the likely Installed Capacity for the year 2026-27 is 609,591 MW comprising of 273,038 MW of Conventional capacity (Coal- 235,133MW, Gas-24,824MW, Nuclear-13,080MW) and 336,553 MW of Renewable based Capacity (Large Hydro-52,446 MW, Solar-185,566 MW Wind-72,895 MW, Small Hydro-5,200 MW, Biomass- 13,000MW, PSP-7446MW) along with BESS capacity of 8,680MW/34,720 MWh.
- xi) The projected capacity addition requirement during the period 2027-32 to meet the peak demand and energy requirement for the year 2031-32 is 291,802 MW comprising of 32,080 MW of Conventional

- capacity (Coal-25,480 MW, Nuclear-6,600 MW) and 259,722 MW of Renewable based Capacity (Large Hydro- 9,732 MW, Solar-179,000, Wind-49,000, Biomass-2,500 MW, Small Hydro-250 MW PSP-19,240 MW).
- Additionally, there is likely to be a requirement of BESS based capacity addition of 38,564 MW/201,500 MWh during this period.
- xii) Based on generation planning studies carried out for the period of 2027-32, the likely Installed Capacity for the year 2031-32 is 900,422 MW comprising of 304,147 MW of Conventional capacity (Coal-259,643 MW, Gas-24,824MW, Nuclear-19,680MW) and 596,275MW of Renewable based Capacity (Large Hydro-62,178 MW, Solar-364,566MW, Wind-121,895MW, Small Hydro-5450MW, Biomass-15,500 MW, PSP-26,686MW; excluding 5856 MW of likely Hydro based Imports) along with BESS capacity of 47,244MW/236,220MWh.
 - xiii) Based on scenario analysis, it is seen that apart from under construction coal based capacity of 26.9GW, the additional coal based capacity required till 2031-32 may vary from 19.1 GW to around 27.1 GW across various scenarios.
 - xiv) Based on scenario analysis, in 2026-27, the BESS based storage requirement is varying from 2.1 GW/8.4GWh to 22.8 GW/ 91.2 GWh across various scenarios considered. In 2031-32, the BESS requirement is varying from 38.7 GW/193.55 GWh to 67 GW/335.2 GWh across various scenarios.
 - xv) As per the generation planning studies, the energy storage capacity of 16.13 GW/82.37 GWh with PSP based storage of 7.45GW capacity and 47.65 GWh storage and BESS based storage of 8.68 GW/ 34.72 GWh is required by the year 2026-27. The storage capacity requirement increases to 73.93 GW (26.69 GW PSP and 47.24 GW BESS) with storage of 411.4 GWh (175.18 GWh from PSP and 236.22 GWh from BESS) by the year 2031-32.
 - xvi) According to generation planning studies, projected electricity generation to meet the projected electrical energy requirement during the year 2026-27 is 2025 BU which comprises of coal based - 1203.4 BU, Gas based-34.1 BU, Nuclear based- 77.9 BU, Large Hydro based- 207.7 BU (including generation from Hydro imports), PV based-339.3 BU, Wind based- 153.5 BU and Other RE-9.1 BU.
 - xvii) The average PLF of the total Installed coal capacity of 235.1 GW is likely to be about 58.4% in 2026-27 and that of 259.6 GW of coal based capacity is likely to be about 58.7 % in 2031-32.
 - xviii) The domestic coal requirement has been estimated to be 866.4 Million Tonnes for the year 2026-27 and 1025.8 Million Tonnes for the year 2031-32 and estimated requirement of 28.9 MT of coal imports for the plants designed to run on imported coal.
 - xix) The total fund requirement for the period 2022-2027 is estimated to be Rs. 14,54,188 Crores, which also includes the likely expenditure during 2022-27 for advance action for the projects expected to get commissioned during 2027-2032.
 - xx) The total fund requirement for the period 2027-2032 has been estimated to be Rs. 19,06,406 Crores. This fund requirement does not include advance action for the projects which may get commissioned after 31.03.2032
 - xxi) Based on the estimation of fund requirement for the period 2022-27 and considering sector-wise equity contribution, it is estimated that developers will be required to infuse equity amount totalling to Rs. 3,63,547 Crores. Further, they will have to arrange for total debt of Rs. 10,90,641 Crores.
 - xxii) The equity and debt requirement (excluding fund requirement for advance action for projects during the period beyond 31.03.2032) for the period 2027-2032 have been estimated as Rs. 4,76,602 Crores and Rs. 14,29,805 Crores respectively.
 - xxiii) The average CO₂ emission rate from coal based stations in the country has been on declining trend indicating improvement in efficiency of power generation from coal based power plants.
 - xxiv) During 2021-22, the country has achieved Fly Ash Utilization of 259.86 Million tonnes with percentage utilization of 95.95%.
 - xxv) The total CO₂ emissions projected will increase from 1002 Million Tonnes in 2021-22 to 1057 Million tonnes in the year 2026-27 and 1100 Million Tonnes in 2031-32.
 - xxvi) The average emission factor is expected to reduce to 0.548 kg CO₂/kWh in the year 2026-27 and to 0.430 kg CO₂/kWh by the end of 2031-32.
 - xxvii) The share of non-fossil based capacity is likely to increase to 57.4% by the end of 2026-27 and may likely to further increase to 68.4% by the end of 2031-32 from around 40% as on Mar'2022.

CHAPTER 1 INTRODUCTION

1.0 BACKGROUND

Power sector is one of the critical elements of any nation's economic development and it will play an important role to make India a developed nation. Universal access to affordable power in a sustainable manner has been the guiding principle for the Power sector. Power sector will play a key role to address the challenges related to climate change and meet the various commitments made by India at the global forum, India is reducing its

dependence on fossil based energy and shifting to cleaner and renewable energy sources.

Government, in past years had taken various initiatives to transform the country from power deficit to power surplus nation which includes increasing the share of renewable energy in the overall capacity mix, connecting the whole nation into one grid, strengthening the distribution system and achieving universal household electrification.

As India is a developing nation, with the increase in economic activity, the demand for power is also increasing. India has witnessed electricity demand increased at CAGR of around 4.1 % during the last decade and it is projected that electricity demand is likely to grow at CAGR of 7.18 % (as per 20th EPS Report) for next five years. Over the years the installed capacity of Power Plants (Utilities) has increased to 3,99,496 MW as on 31.03.2022 and has further increased to 4,10,339 MW as on 31.12.2022, from a meagre 1362 MW in 1947. The installed capacity of the country has further increased to 409,750 MW as on 31.12.2022. Similarly, the electricity generation increased from about 5.1 Billion units in 1950 to 1491.9 BU (including imports) in the year 2021-22. Regional grids have been integrated into a single national grid with effect from 31.12.2013 thereby providing free flow of power from one corner of the country to another through strong inter regional AC and HVDC links. As a result, the peak demand (MW) not met as well as energy (MU) not supplied have registered steady decline on all India basis. The peak power deficit during 2021-22 has been 1.2 % and Energy Deficit has been 0.4 % only. This marginal shortage seen is on account of reasons other than unavailability of Generation Capacity.

India has made the massive strides towards renewable energy sources and exhibited a remarkable increase in RE sources installed capacity since FY 2006-07. The contribution of RE sources (including Large Hydro) to the installed capacity has increased from 5.8% in 2006-07 to 39 % in 2021-22 till 31.03.2022 and further increased to 41% as on 31.12.2022 and its energy contribution in the total generation has increased to 21.54 % in 2021-22 from 1.5 % in 2006-07.

1.1 STIPULATION REGARDING NATIONAL ELECTRICITY PLAN

1.1.1 Stipulations Regarding National Electricity Plan In Electricity Act 2003

As per Section 3(4) of the Electricity Act 2003, Central Electricity Authority (CEA) is required to prepare a National Electricity Plan in accordance with the National Electricity Policy and notify such Plan once in five years. The draft plan has to be published and suggestions and objections invited thereon from licensees, generating companies and the public within the prescribed time. The Plan has to be notified after obtaining the approval of the Central Government. The National Electricity Policy stipulates that the Plan prepared by CEA and approved by the Central Government can be used by prospective generating companies, transmission utilities and transmission/distribution licensees as reference document.

1.1.2 Stipulations Regarding National Electricity Plan in National Electricity Policy 2005

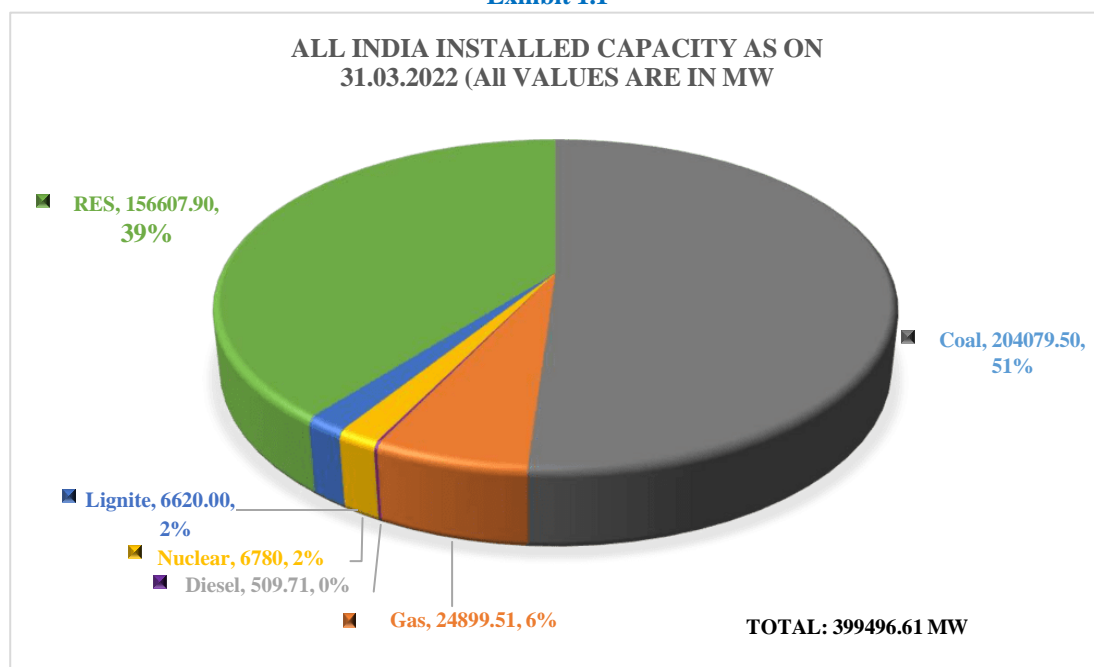
National Electricity Policy stipulates that the National Electricity Plan would be for a short-term framework of five years while giving a 15-year perspective and would include:

- Short-term and long term demand forecast for different regions;
- Suggested areas/locations for capacity additions in generation and transmission keeping in view of the economics of generation and transmission, losses in the system, load centre requirements, grid stability, security of supply, quality of power including voltage profile, etc.; and environmental considerations including rehabilitation and resettlement;
- Integration of such possible locations with transmission system and development of national grid including type of transmission systems and requirement of redundancies; and
- Different technologies available for efficient generation, transmission and distribution.
- Fuel choices based on economy, energy security and environmental considerations.

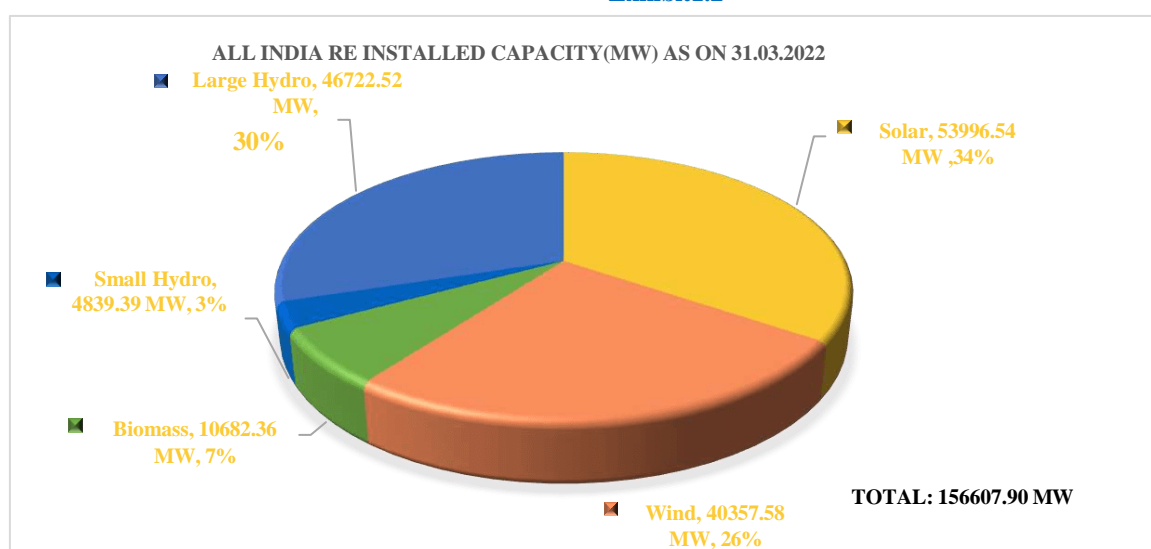
1.2 POWER SCENARIO IN COUNTRY

1.2.1 Installed Capacity

The Installed Capacity of the country as on 31.03.2022 was 399496.61 MW comprising of 236108.72 MW thermal, 6,780 MW Nuclear and 156607.90 MW renewables and is depicted in the Exhibit 1.1.

Exhibit 1.1

The country has significant potential of generation from renewable energy sources. All efforts are being made by Government of India to harness this potential. The Installed capacity as on 31st March, 2022 from renewable energy sources is 156607.90 MW. The total renewable installed capacity comprises of 46722.52 MW of Large Hydro, 40357.58MW of wind, 53996.54 MW of solar, 10682.36 MW of bio-Power & waste power and 4848.9MW of small hydro plants as shown in **Exhibit 1.2**.

Exhibit 1.2

The growth of Installed Capacity and Electricity Generation in India from various sources is shown in Table 1.1, Exhibit 1.3 and 1.4.

Table 1.1
Growth of Installed Capacity & Electricity Generation

Plan/Year	Installed Capacity (MW)	IC Growth Rate YoY basis (%)	CARG for IC (%)	Generation (BU)	Generation Growth YoY basis (%)	CAGR for Generation (%)
At the end of 12 th Year plan	326832			1242		
2017-18	344002	5.25		1308.1	5.35	
2018-19	356100	3.52		1376.1	5.21	

2019-20	370106	3.93	4.1	1389.1	0.96	3.72
2020-21	382151	3.25		1381.9	-0.522*	
2021-22	399496	4.54		1491.9	7.96	

* COVID YEAR

Exhibit 1.3

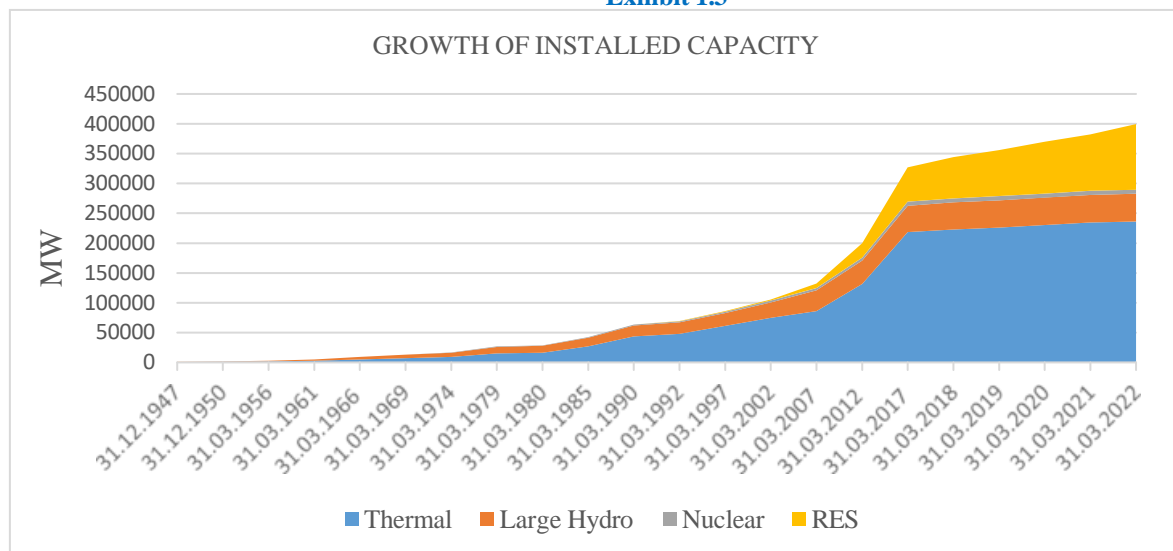
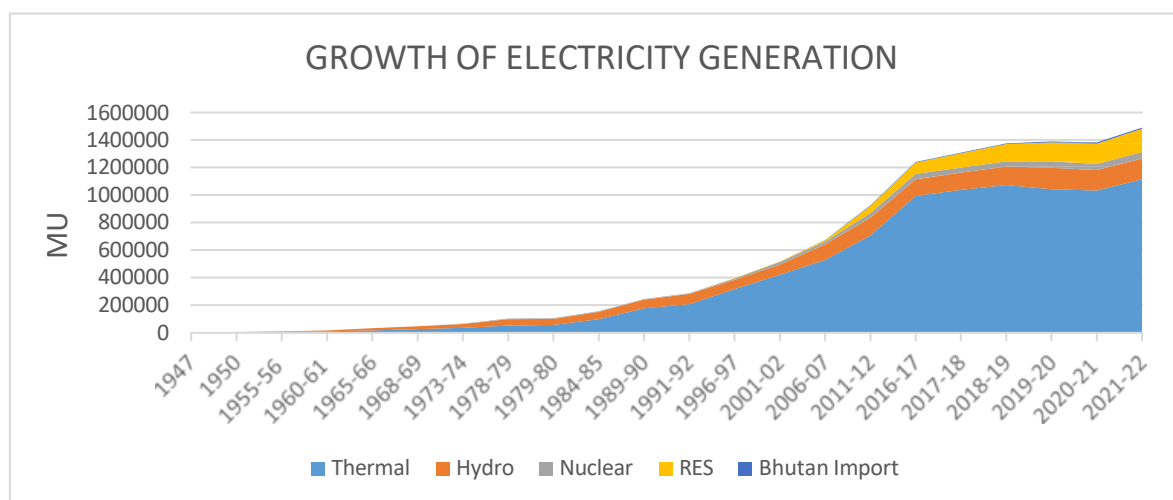
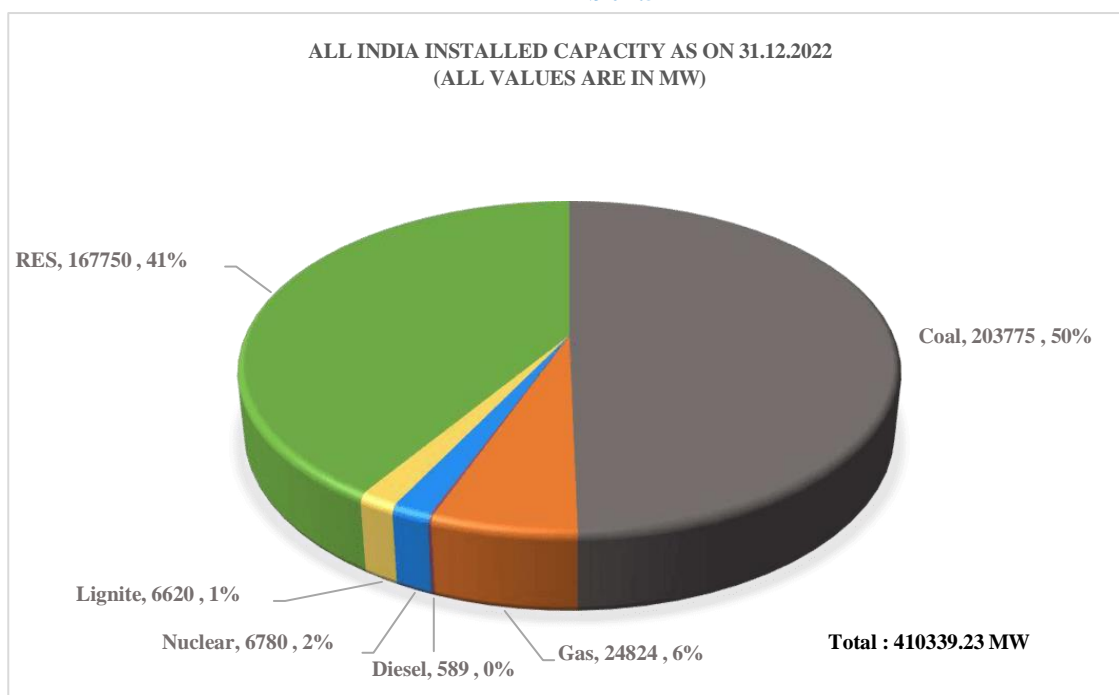


Exhibit 1.4



The Installed Capacity of the country as on 31.12.2022 was 410339.23 MW comprising of 235808.91 MW thermal, 6,780 MW Nuclear and 167750.32 MW renewables (46850.17 MW of Large Hydro, 41929.78 MW of wind, 63302.49 MW of solar, 10732.23 MW of bio-Power & waste power and 4935.645 MW) as shown in **Exhibit 1.5**.

Exhibit 1.5

1.0.1 Per Capita Electricity Consumption

The per capita electricity consumption was 1122.00 kWh at the beginning of the 2017-18 i.e. 01.04.2017 and as on 31.03.2022 the per capita electricity consumption has increased to 1255 kWh. The per capita electricity consumption during 2017-22 is summarized in **Table 1.2**.

Table 1.2**Per Capita Electricity Consumption**

YEAR	PER CAPITA CONSUMPTION (KWh)
2017-18	1149
2018-19	1181
2019-20	1208
2020-21	1161
2021-22	1255

1.0.2 Actual Power Supply Position

The peak demand not met was about 3,314 MW (2.0%) and the energy not supplied in the country was about 8,629 MU (0.7%) during 2017-18. The peak not met and energy not supplied of the country has substantially declined to 2475 MW (1.2 %) and 5,787 MU (0.4%) respectively by the end of 2021-22. The power supply position in the country during 2017-22 is summarized in **Table 1.3**.

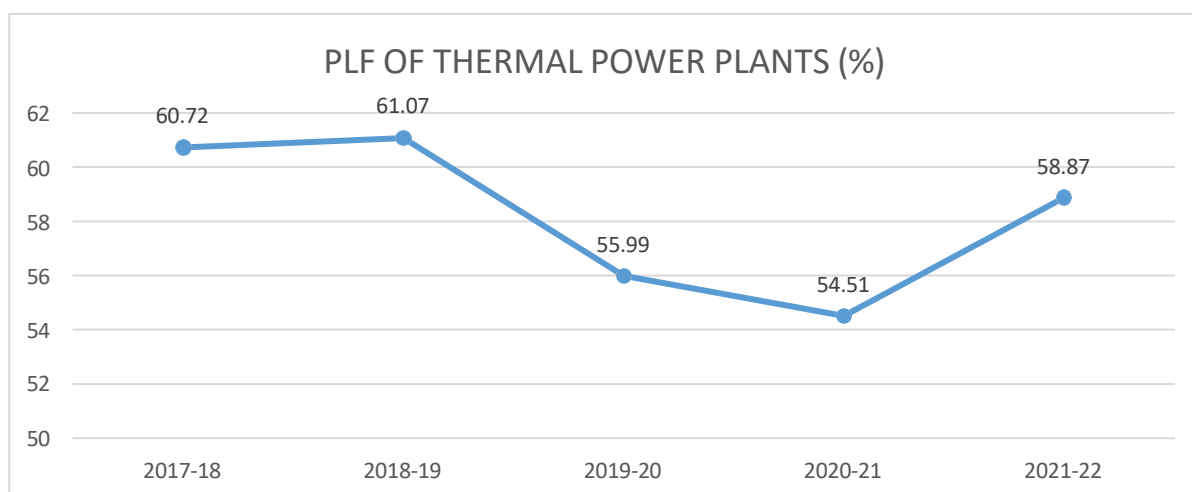
Table 1.3
All-India Actual Power Supply Position (2012-17)

Period	Peak Demand (MW)	Peak Met (MW)	Peak Not Met/ Surplu s (MW) (- / +)	Peak Not Met/ Surplu s (%) (- / +)	Energy Requirement (MU)	Energy Availability (MU)	Energy Not Supplied / Surplus (Mu) (- / +)	Energy Not Supplied/ Surplus (%) (- / +)
2017-18	164,066	160,752	3,314	2.0	1,213,326	1,204,697	8,629	0.7
2018-19	177,022	175,528	1,494	0.8	1,274,595	1,267,526	7,070	0.6
2019-20	183,804	182,533	1,271	0.7	1,291,010	1,284,444	6,566	0.5
2020-21	190,198	189,395	802	0.4	1,275,534	1,270,663	4,871	0.4
2021-22	2,03,014	2,00,539	2,475	1.2	13,79,812	13,74,024	5,787	0.4

1.0.1 Plant Load Factor(PLF) of Thermal Based Power Plant

The national average Plant Load Factor (PLF) of Thermal based power generating stations for the year 2017-22 has been shown in **Exhibit 1.6**

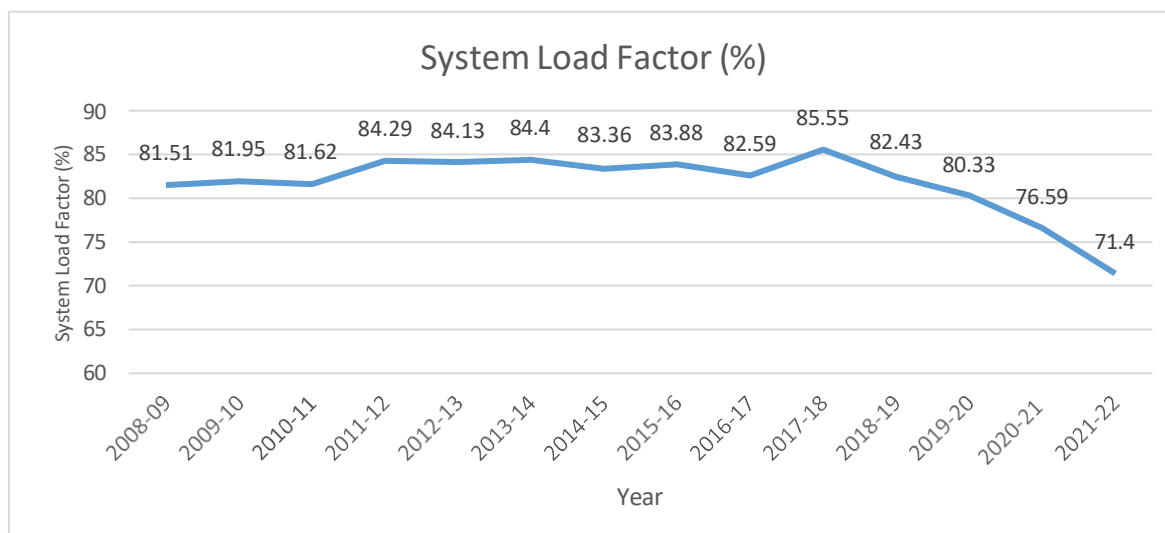
Exhibit 1.6



1.0.2 Annual System Load Factor

The Annual System Load Factor is the ratio of the energy availability in the system to the energy that would have been required during the year if the annual peak load met was incident on the system throughout the year. This factor depends on the pattern of utilization of different categories of load. The Annual System Load factor has remained in the range of 82% to 86% since 2011-12 till 2017-18, primarily because of prevailing energy shortages in the system and the load staggering measures adopted in the various states particularly in agriculture sector. However, it has witnessed a gradual decline from 85.5% in 2017-18 to 71.4 % in 2021-22 predominantly due to higher growth in the peak load met as compared to the increase in energy terms. The year-wise Annual System Load Factor is graphically depicted in the **Exhibit 1.7**.

Exhibit 1.7



1.3 MAJOR REFORMS UNDERTAKEN BY THE GOVERNMENT

1.3.1 Electricity Amendment rules, 2022

In exercise of the powers conferred by section 176 of the Electricity Act, 2003 (36 of 2003), Government has made amendments in Electricity rules 2005.

Major rules added through amendment:

- a. **Timely recovery of power purchase costs by distribution licensee:** The Appropriate Commission shall specify a price adjustment formula for recovery of the costs arising due to various reasons.
- b. **Resource Adequacy:** A guideline for assessment of resource adequacy during the generation planning stage (one year or beyond) as well as during the operational planning stage (up to one year) shall be issued by the Central Government.
- c. **Energy storage system:** The Energy Storage Systems shall be considered as a part of the power system, as defined under clause (50) of section 2 of the Act. The Energy Storage System shall be utilised either as independent energy storage system or network asset or in complementary with generation, transmission and distribution.
- d. **Implementation of Uniform Renewable Energy Tariff for central pool:** The Implementing Agency shall compute the uniform renewable energy tariff for selling of electricity to end procurer by intermediary procurer, on a monthly basis, as per the methodology specified in Rules.

The uniform renewable energy Tariff shall be applicable only to power procured by the end procurers and shall not in any manner have any implication on the renewable energy tariff discovered under the respective tariff based competitive bidding process and payable to renewable energy generators by the intermediary procurer as per the Power Purchase Agreement.

1.3.2 Waiver of ISTS charges on transmission of electricity generated from Solar, Wind, Pumped Storage Plants and Battery energy Storage Systems

Ministry of Power vide order dated 21.06.2021, has extended the waiver of ISTS charges on transmission of electricity generated from solar and wind sources for projects to be commissioned up to 30th June 2025. Ministry of Power vide order dated 21.6.2022 has extended the waiver of ISTS charges on transmission of electricity generated from Solar and Wind projects commissioned upto 30th June, 2025. To encourage the capacity addition in battery storage and pumped storage projects, waiver of ISTS charges shall also be allowed for Hydro Pumped Storage Plant (PSP) and Battery Energy Storage System (BESS) projects if the following conditions are met:-

At least 70% of the annual electricity generation requirement of pumping of water of the PSP plant is met by use of solar and wind based generation.

- i. At least 70% of the annual electricity generation requirement of charging of the BESS system is met by use of solar and wind based generation.

Waiver of transmission charges is also given for trading of electricity generated/supplied from Solar, Wind, PSP and BESS in Green Term Ahead Market (GTAM) and Green Day Ahead Market (GDAM) till 30.06.2023. This arrangement will be reviewed on annual basis depending upon the future developments in power market.

1.3.3 Renewable Purchase Obligations (RPOs) and Energy Storage obligations Trajectory till 2029-30

Ministry of Power has issued RPO trajectory vide order dated 22.07.2022 and corrigendum dated 19th September, 2022. It specifies the RPO trajectory beyond 2021-22 as given below:

Year	Wind RPO	HPO	Other RPO	Total RPO
2022-23	0.81%	0.35%	23.44%	24.61%
2023-24	1.60%	0.66%	24.81%	27.08%
2024-25	2.46%	1.08%	26.37%	29.91%
2025-26	3.36%	1.48%	28.17%	33.01%
2026-27	4.29%	1.80%	29.86%	35.95%
2027-28	5.23%	2.15%	31.43%	38.81%
2028-29	6.16%	2.51%	32.69%	41.36%
2029-30	6.94%	2.82%	33.57%	43.33%

- (a) Wind RPO shall be met by energy produced from Wind Power Projects (WPPs) commissioned after 31st March, 2022 and wind energy consumed over and above 7% from WPPs commissioned till 31st March, 2022
- (b) Hydro RPO shall be met only by energy produced Hydro power projects (including PSPs and Small Hydro Projects (SHPs)) commissioned after 8th March, 2019.
- (c) Other RPOs may be met by energy produced from any RE power project not mentioned above

Any shortfall remaining in achievement of 'Other RPO' category in a particular year can be met with either the excess energy consumed from WPPs, commissioned after 31st March, 2022 beyond 'Wind RPO' for the year or with, excess energy consumed from eligible Hydro Power Projects (including PSPs and Small Hydro Projects (SHPs)), commissioned after 8th March, 2019 beyond 'HPO' for that year or partly from both. Further, any shortfall in achievement of 'Wind RPO' in a particular year can be met with the excess energy consumed from Hydro Power plants, which is in excess of 'HPO' for that year and vice versa.

Order also specifies that percentage of total energy consumed shall be solar/wind energy along with/through storage:

Fiscal Year	Storage on energy basis
2023-24	1.0%
2024-25	1.5%
2025-26	2.0%
2026-27	2.5%
2027-28	3.0%
2028-29	3.5%
2029-30	4.0%

1.3.4 HYDRO POLICY NOTIFICATION, 2019

Hydro Policy, 2019 was notified by Govt. of India on 08.03.2019. The salient features of the policy are given below:

- Declaring Large Hydro Power Projects (LHPs, i.e. >25 MW) AS Renewable Energy Source. However, LHPs would not automatically be eligible for any differential treatment for

statutory clearances such as Forest clearances, environmental clearance, National Board for Wildlife clearance, related impact Assessment and carrying capacity study, etc., available to Small Hydropower Projects (SHPS), i.e., projects capacity up to 25 MW.

- Hydro Purchase Obligation (HPO) as a separate entity within non-solar Renewable Purchase, The HPO shall cover all LHPs commissioned after this notification as well as untied capacity (i.e. without PPA) of the commissioned projects.
- Tariff rationalization measures to bring down hydropower tariff: Tariff rationalization measures including providing flexibility to the developers to determine tariff by back loading of tariff after increasing project life to 40 years, increasing debt repayment period to 18 years and introducing escalating tariff of 2%;
- Budgetary support for funding flood moderation component and funding cost of enabling infrastructure

i.e. roads and bridges on case to case basis as per actual, limited to Rs. 1.5 crore per MW for up to 200 MW projects and Rs. 1.0 crore per MW for above 200 MW projects.

1.3.5 Scheme for flexibility in Generation and Scheduling of Thermal/ Hydro Power Stations through bundling with Renewable Energy and Storage Power

Ministry of Power vide letter dated 12th April 2022 and amendment in 28th September, 2022 covers the detailed scheme for flexibility in generation and scheduling of Thermal/Hydro power station through bundling with Renewable Energy and storage power. The objective of the mechanism is to promote bundling of cheaper Renewable Energy (RE) with costlier Thermal Power. Distribution licensee will have flexibility to procure RE power within the existing PPA to meet RPO. The bundling will result in the cost of power for the DISCOMs to come down. The gains are to be shared between the generators and the beneficiaries. The scheme will propel the growth of RE as well as its uptake.

1.3.6 Guidelines for Tariff Based Competitive Bidding Process for Procurement of Power from Grid Connected RE Power Projects for utilisation under scheme for flexibility in Generation and Scheduling of Thermal/ Hydro Power Stations through bundling with Renewable Energy and Storage power

These Guidelines are being issued under the provisions of Section 63 of the Electricity Act, 2003 for long term procurement of electricity by the 'Procurers', from grid-connected RE Power Projects ('Projects'), having individual size of 5 MW and above, through competitive bidding.

The specific objectives of these Guidelines are as follows:

- a. To promote competitive procurement of electricity from RE power plants, by thermal/hydro generators for utilisation under Flexibility scheme for Scheduling of Thermal/ Hydro Power Stations through bundling with Renewable Energy and Storage Power, to reduce emission;
- b. To facilitate transparency and fairness in procurement processes.
- c. To provide standardization and uniformity in processes and a risk-sharing framework between various stakeholders, involved in the RE power procurement under Flexibility scheme, thereby encouraging investments, enhanced bankability of the Projects and profitability for the investors.

1.3.7 Guidelines for Procurement and Utilization of Battery Energy Storage Systems as part of Generation, Transmission and Distribution assets, along with Ancillary Services

Ministry of Power (MoP), GoI notification no. 23/16/2020-R&R Part(1) dated 10.03.2022 issued the detailed Guidelines issued under the provisions of Section 63 of the Electricity Act, 2003.

Specific objectives of these Guidelines are:

- a. To facilitate procurement of BESS, as part of individual RE power projects or separately, for addressing the variability/firming power supply / increasing energy output / extending the time of supply from an individual RE project or a portfolio of RE projects, augmentation of existing RE Projects and/or to provide ancillary, grid support and flexibility services for the grid.
- b. To facilitate procurement of BESS for optimum utilization of transmission and distribution network.

- c. To ensure transparency and fairness in procurement processes/ and to provide for a framework for an Intermediary Procurer as an Aggregator / Trading licensees / Implementing Agency for the inter- state/intra-state sale-purchase of power.
- d. To provide standardization and uniformity in processes and a risk-sharing framework between various stakeholders, involved in the energy storage and storage capacity procurement, thereby encouraging competition and enhanced bankability of the Projects.

1.3.8 Guidelines for Tariff Based Competitive Bidding Process for Procurement of Round-The Clock Power from Grid Connected Renewable Energy Power Projects, complemented with Power from any other source or storage

With the aim of promoting RE power and to provide RoundThe-Clock (RTC) power to the DISCOMs from renewable energy sources, Ministry of Power has issued RTC power Guidelines vide notification dated 22.07.2020. The amendments made in the said guidelines were notified in Gazette of 3rd November, 2020, 5 th February, 2021 and 03rd February, 2022, and 26th August, 2022.

1.3.9 Green Hydrogen Policy

Ministry of Power (MoP), GoI notification no. 23/02/2022-R&R dated 17.02.2022 issued the Green Hydrogen Policy which provides the details of production of Green Hydrogen using Renewable Energy and compliance and implementations of all stake holders.

1.3.10 National Mission on use of Biomass in coal based thermal power plants

National Mission on Use of Biomass in Thermal Power Plants (NMBTPP) was established in July 2021 to expedite the utilization of biomass in thermal power plants.

In order to further promote use of biomass pellets in coal based thermal power plants, MoP revised the above policy in Oct 2021 to mandatorily co-fire suitable biomass pellets in the range of 5% to 7% in all coal based power plants depending upon their type of milling system.

1.3.11 Guidelines under Section 63 of the Electricity Act, 2003 for procurement of power on Finance, Own and Operate (FOO) basis under para B(v) of the SHAKTI Policy

Objective of these guidelines is to facilitate procurement of power on long-term and medium-term basis by the Nodal Agency through transparent bidding to meet power requirement of group of states with coal linkage as per para B(v) of the SHAKTI Policy.

These guidelines are being issued for:

- (a) long-term procurement of electricity for a period of 12 years to 15 years;
- (b) Medium term procurement for a period of up to 7 years but exceeding 1 year.

1.3.12 Electricity (Timely Recovery of Costs due to Change in Law) Rules, 2021

Timely recovery of the costs due to change in law is having importance as the investment in the power sector largely depends upon the timely payments. At present the pass through under change of law is taking a lot of time, leading to the drying up of the investment in the power sector. If payment is not made in time, it impacts the viability of the sector and the developers get financially stressed. If this is not addressed now, the investment will not come and the electricity consumers may face shortages of power once again. In order to address this issue, Ministry of Power has notified Electricity (Timely Recovery of Costs due to Change in Law) Rules, 2021 on 22.10.2021. and further clarifications was issued on 21st February, 2022.

1.3.13 Electricity (Promotion of generation of Electricity from Must-Run Power Plant) Rules, 2021

Ministry of Power has notified Electricity (Promotion of generation of Electricity from Must-Run Power Plant) Rules, 2021 on 22.10.2021. This rule ensures that no RE capacity is backed down. This will ensure that the consumers get green and clean power and secure a healthy environment for the future generation.

1.3.14 Deepening of spot markets: Introduction of Green Day Ahead Market (GDAM) in Power Exchanges

Further to the development of Green Term Ahead Market (G-TAM) and Real Time market (RTM) in the year 2010, Green Day Ahead Market (GDAM) was introduced from 26.10.2021 in Power Exchange and it will operate in an integrated way with the conventional Day Ahead Market (DAM)

with separate price formation for RE Power and Conventional Power. This facilitates a marketplace for trading of RE Power on a day ahead basis for accomplishment of green targets as well as support integration of Green energy. This, will also deepen the green market and will provide competitive price signals, besides offering an opportunity to the market participants to trade in green energy, in the most transparent, flexible, competitive, and efficient manner.

1.3.15 Revamped Distribution Sector Scheme Bharat - A Reform based and Results-linked Scheme

The Office Memorandum of Reforms-based and Results linked Scheme, Revamped Distribution Sector Scheme has been issued on 20-07-2021 and subsequently the operational Guidelines have been issued on 27th July, 2021.

The objective of scheme is to improve the quality and reliability of power supply to consumers through a financially sustainable and operationally efficient distribution Sector. The Scheme aims to reduce the AT&C losses to pan-India levels of 12-15% and ACS-ARR gap to zero by 2024-25 by improving the operational efficiencies and financial sustainability of all DISCOMs/ Power Departments excluding Private Sector DISCOMs.

1.3.16 Electricity (Rights of Consumers) Rules, 2020

The Ministry of Power notified the Electricity (Rights of Consumers) Rules, 2020 on 31.12.2020 under section 176 of the Electricity Act, 2003. These Rules shall empower the consumers of electricity and emanate from the conviction that the power systems exist to serve the consumers and the consumers have rights to get the reliable services and quality electricity. Implementation of these Rules shall ensure that new electricity connections, refunds and other services are given in a time bound manner. Wilful disregard to consumer rights will result in levying penalties on service providers. An amendment to Electricity (Rights of Consumers) Rules, 2020 was also notified on 29.09.2021 wherein the limit for net metering was increased to 500KW from 10KW. Further amendments to the Electricity (Rights to Consumers) Rules, 2020 was notified on 20th April, 2022.

1.3.17 PRAAPTI Portal for Monitoring of GENCO Dues

MoP launched a web-portal called PRAAPTI (Payment Ratification and Analysis in Power procurement for bringing Transparency in Invoicing of generators) for transparency in monitoring of dues to GENCOs at the national level. The portal provides updated monthly information to all stakeholders regarding power purchase dues of DISCOMs towards Central Generation Stations, IPPs and RE providers. The PRAAPTI portal is immensely helpful for all stakeholders and also for monitoring performance on DISCOMs.

1.3.18 Privatization of power distribution in Union Territories

The Government of India announced privatization of power departments & power distribution utilities in Union Territories. The main objectives behind privatization are to improve the quality, reliability of power supply, providing better services to consumers and to achieve global benchmarks in operational and financial efficiencies.

1.3.19 Atmanirbhar Package for State Power Distribution Companies

Amid COVID-19 crisis, Government of India has announced special economic package on 13.05.2020, which included liquidity injection for distribution companies. The liquidity injection package envisaged funding by PFC and REC to provide much needed support to power sector. The purpose of the liquidity scheme under Atmanirbhar Bharat Package was for clearance of outstanding dues of CPSU GENCOs & TRANSCOs, IPPs and RE Generators as on 31st March 2020.

Further, MOP vide its letter dt 02.09.2020 granted a one-time permission to PFC & REC for extending loans to DISCOMs above working capital limits of 25% of last year's revenues under UDAY to discharge the liabilities of CPSU Gencos & Transcos, IPPs and RE Generators existing as on 30th June 2020.

Accordingly, PFC & REC have also formulated policy (ies) for offering Special Long-term Transition Loans to Power DISCOMs for clearance of dues of CPSU Gencos & Transcos, IPPs and RE Generators outstanding as on 31st March 2020 & 30th June 2020

1.3.20 "Charging Infrastructure for Electric Vehicles – Guidelines and Standards"

The "Charging Infrastructure for Electric Vehicles – Guidelines and Standards" Ministry of Power on 14.01.2022 and further amendment dated 7th November, 2022 were issued to accelerate the E-Mobility transition in the country.

Objectives:

- a) To enable faster adoption of electric vehicles in India by ensuring safe, reliable, accessible and affordable charging infrastructure and ecosystems
- b) To provide for affordable tariff chargeable from charging from Charging Station Operators/owners and Electric Vehicle(EV) owners.
- c) To encourage preparedness of Electrical Distribution systems to adopt EV Charging infrastructure.

1.3.21 MAJOR ENERGY CONSERVATION AND EFFICIENCY INITIATIVES**1.3.21.1 Standards & Labelling:**

This scheme entails laying down minimum energy performance norms for appliances / equipment, rating the energy performance on a scale of 1 to 5, 5 star being the most energy efficient one. As on December 2021, 30 appliances are covered under the ambit of Standards and Labelling program. Out of which, 10 appliances are under mandatory regime and remaining 20 appliances are under voluntary regime

1.3.21.2 Enhancing energy efficiency in Industries—Implementation of Perform Achieve and Trade (PAT)

One of the flagship schemes under NMEEE, the Perform, Achieve and Trade (PAT) scheme is a mechanism designed to achieve emissions reduction in energy intensive industries and it is designed on the concept of reduction in Specific Energy Consumption (SEC). It involves assessment of SEC in the baseline year and projected SEC in the target year covering different forms of net energy going into the boundary of the plant and the products leaving out of it over a particular cycle. The energy saved by these industries is converted into tradable instruments called Energy Saving Certificates (ESCs) and are traded at the Power Exchanges.

1.3.21.3 Energy Conservation Building Code

The Energy Conservation Building Code (ECBC) of BEE sets minimum energy performance standards for commercial buildings having a connected load of 100kW or contract demand of 120 KVA and above.

In June 2017, BEE published the updated version of ECBC which provides current as well as futuristic advancements in building technology to further reduce building energy consumption and promote low-carbon growth. ECBC 2017 sets parameters for builders, designers and architects to integrate renewable energy sources in building design with the inclusion of passive design strategies. The code aims to optimise energy savings with the comfort levels for occupants, and prefers life-cycle cost effectiveness to achieve energy neutrality in commercial buildings.

BEE developed the residential building energy conservation code and labeling program for residential building. In order to promote energy efficiency in residential building sector, BEE has developed “ECO-NIWAS” Portal (www.econiwass.com). The scope for energy efficiency improvements in existing buildings is immense. Energy Audit Studies have revealed a savings potential to the extent of 40% in end use such as lighting, cooling, ventilation, refrigeration etc.

1.3.21.4 Demand Side Management (DSM)

Demand Side Management (DSM) has been traditionally recognized as one of the major interventions to achieve reduction in energy demands while ensuring continuous development. In recent past, DSM has gained unprecedented importance and has become an integral part of almost all the central and state missions on promotion of Energy Efficiency. DSM interventions have helped utilities not only to reduce the peak electricity demands and but also defer high investments in generation, transmission and distribution networks. In order to tap the energy saving potential, Agriculture Demand Side Management (Ag DSM) program and Municipal Demand Side Management (MuDSM) was initiated by BEE.

1.3.21.5 GO ELECTRIC Campaign

Ministry of Power, Government of India, launched "Go Electric" Campaign on 19th February, 2021 with the objective of creating awareness among masses on benefits of adopting Electric Vehicles and Electric Cooking appliances such as Induction cook hobs, Electric pressure cooker etc. This initiative is intended to encourage consumers to switch over to Electric Vehicles and Electric Cooking in place of currently used conventional modes and appliances, thereby, reducing dependency of the

country on imported fuel. The "Go Electric" Campaign is aimed at promoting adoption of Energy Efficient Electric Vehicles and Electric Cooking appliances and is expected to help the country to achieve energy transition as well as low carbon economic growth in the future. These technologies being energy efficient, are expected to scale down mobility and cooking related emissions, securing cleaner and greener future. The share of renewables in the energy mix is expected to increase due to integration of more renewable based power generation. Benefits of adopting these electricity based technologies shall be completely realized by enhancing share of renewables in the Grid.

CHAPTER 2

REVIEW OF CAPACITY ADDITION DURING THE PERIOD OF 2017-22

2.0 INTRODUCTION

Review of the previous plan is a very useful and powerful way to evaluate strengths, weaknesses, and progress in order to create a strong foundation for the development of future strategic plans and priorities. Review creates a base of knowledge and shared understanding that provides a critical backdrop about decision-making processes, including the setting of priorities, budget setting, dealing with problem arising in the future. It helps to identify projects that have commissioned as per the schedule or ahead of schedule and reasons for the delay in projects.

The COVID-19 pandemic has affected our day-to-day life, businesses, disrupted the world trade and movements. Power sector is also one of the various industries and sectors affected by the pandemic. The generation capacity addition from various sources got adversely impacted in the short run as:

- The strict lockdown to arrest the pandemic halted the constructions activities, due to a lack of manpower.
- Delay in up gradation/transition-related activity in the power sector, due to slow growth of economy and investment by the public and private sector.
- Delay in manufacturing and installation of various projects due to disruption in the global supply chain led to difficulties with the availability of key components leading to delay in execution of projects, for instance, solar segment manufacturing companies faced delays in the procurement of material.
- Reduced revenue for companies due to weak demand which left companies with less capacity for capital expenditure.

In this chapter, review of generation capacity which was scheduled to be added in National Electricity Plan notified in 2018 has been carried out with reasons for the delay of projects which were scheduled to be commissioned during the period 2017-22.

2.1 SCHEDULED GENERATION CAPACITY ADDITION FROM CONVENTIONAL SOURCES

As per the National Electricity Plan notified in 2018, scheduled generation capacity addition from conventional sources was envisaged 51,561.15 MW for the period 2017-22. Details of sector wise and mode wise scheduled capacity addition is given in **Table 2.1** and subsequently in **Exhibits 2.1** and **Exhibits 2.2**.

Table 2.1
Scheduled Capacity Addition from conventional sources for the
period 2017-22
(Figures in MW)

Source	Central	State	Private	Total
Coal	22900	18340	6615	47855
Gas	0	406.15	0	406.15
Nuclear	3300	0	0	3300
Total	26200	18746.15	6615	51561.15

Note: Large hydro has been categorized as Renewable Energy Source.

Exhibit 2.1

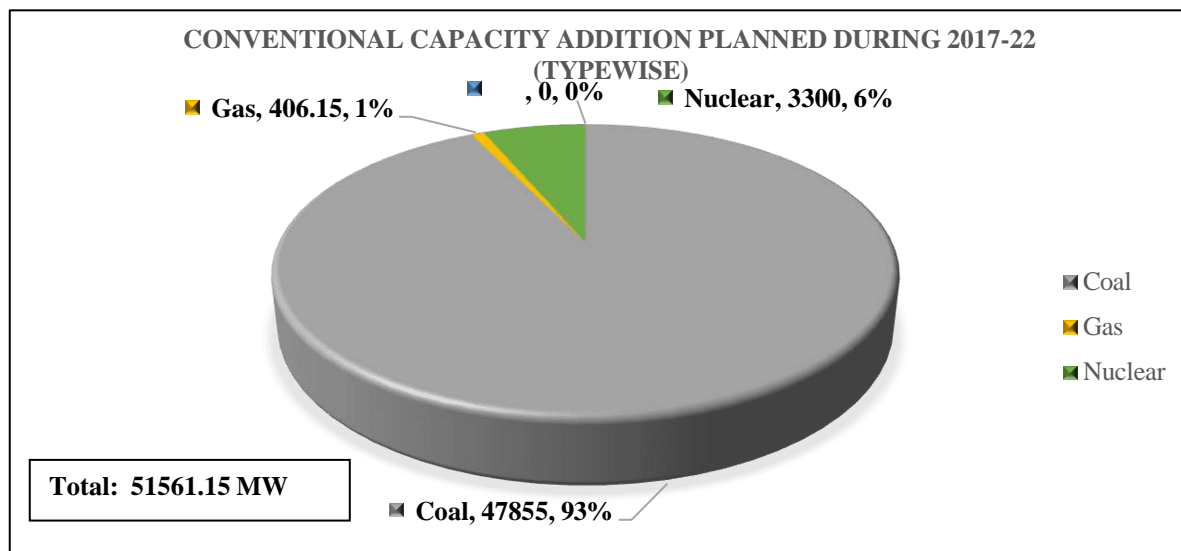
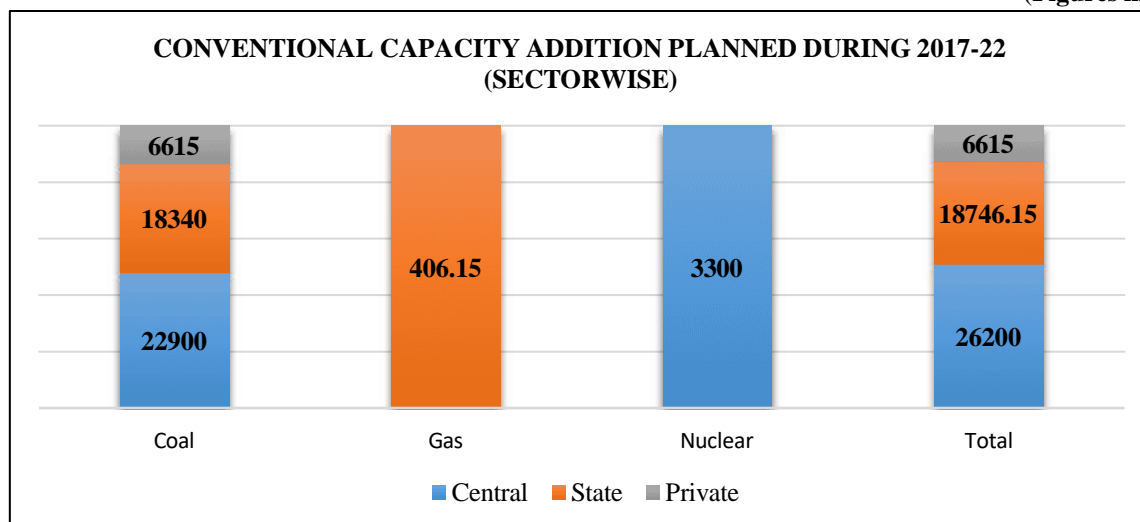


Exhibit 2.2

(Figures in MW)



(Figures in MW)

2.2 GENERATION CAPACITY ADDITION ACHIEVED FROM CONVENTIONAL SOURCES DURING 2017-22

During period, 2017-22 capacity totaling to 30667.91MW from conventional sources has been achieved as on 31.03.2022 comprising of 30562 MW of Coal, 105.91 MW of Gas, and 0 MW of Nuclear. This also includes projects totaling to 726.76 MW which were originally not scheduled for the period 2017-22 but have also been commissioned.

During the period 2017-22, the year wise capacity addition achieved from conventional sources is shown in Table 2.2.

Table 2.2

Year wise capacity addition achieved during 2017-22

(Figures in MW)

Year	Source	Thermal			Nuclear	Total
		Coal	Gas	Total		
2017-18	Centre	3670	0	3670	0	3670
	State	1260	0	1260	0	1260
	Private	3780	0	3780	0	3780

	Total	8710	0	8710	0	8710
2018-19	Centre	1960	0	1960	0	1960
	State	2780	69.755	2849.755	0	2849.755
	Private	972	0	972	0	972
	Total	5712	69.755	5781.755	0	5781.755
2019-20	Centre	3940	0	3940	0	3940
	State	2780	0	2780	0	2780
	Private	45*	0	45	0	45
	Total	6765	0	6765	0	6765
2020-21	Centre	4080	0	4080	0	4080
	State	810	36.15	846.15	0	846.15
	Private	0	0	0	0	0
	Total	4890	36.15	4926.15	0	4926.15
2021-22	Centre	2370	0	2370	0	2370
	State	1590	0	1590	0	1590
	Private	525	0	525	0	525
	Total	4485	0	4485	0	4485

*: Niwari TPP, unit-2 (45 mw) had achieved cod on 20.03.17 but the intimation regarding cod was received in June'19. Therefore, the project has taken into capacity addition on 06.06.2019 after approval of Chairperson, CEA

During the period 2017-22, sector wise and type wise capacity addition sector wise achieved from conventional sources is shown in **Table 2.3** and shown in **Exhibit 2.3 and Exhibit 2.4**.

Table 2.3
Capacity addition achieved during 2017-22

(Figures in MW)

Source	Thermal			Nuclear	Total
	Coal	Gas	Total		
Central	16020	0	16020	0	16020
State	9220	105.91	9325.91	0	9325.91
Private	5322*	0	5322	0	5322
Total	30562	105.91	30667.91	0	30667.91

*: Niwari TPP, unit-2 (45 mw) had achieved cod on 20.03.17 but the intimation regarding cod was received in June'19. Therefore, the project has taken into capacity addition on 06.06.2019 after approval of Chairperson, CEA

Exhibit 2.3

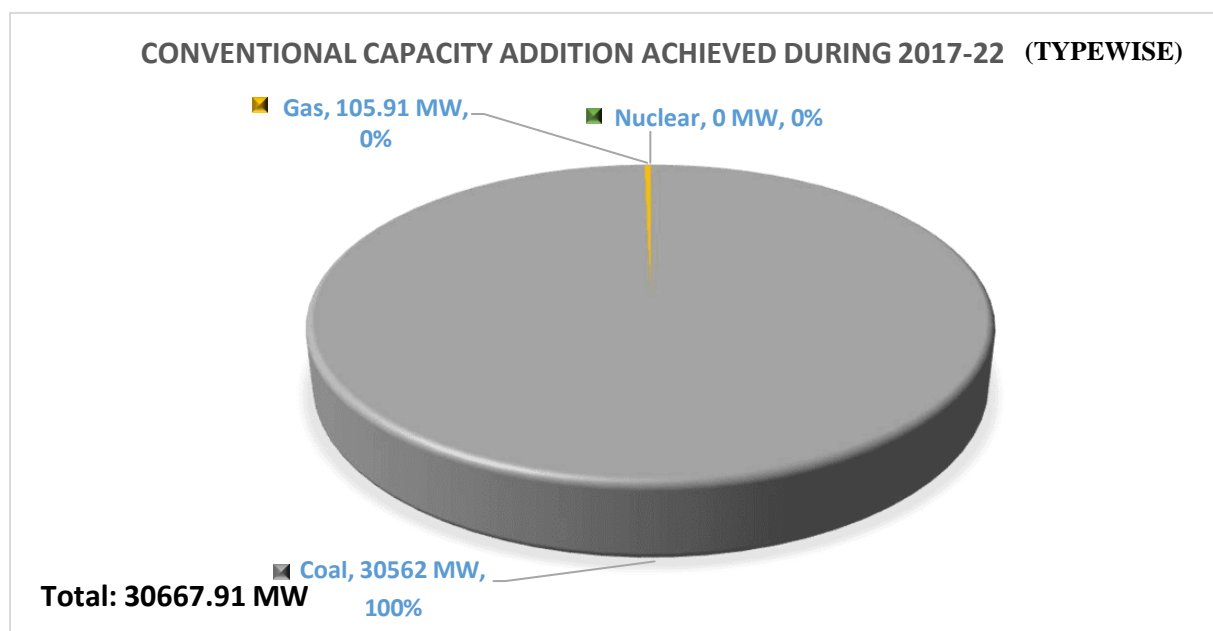
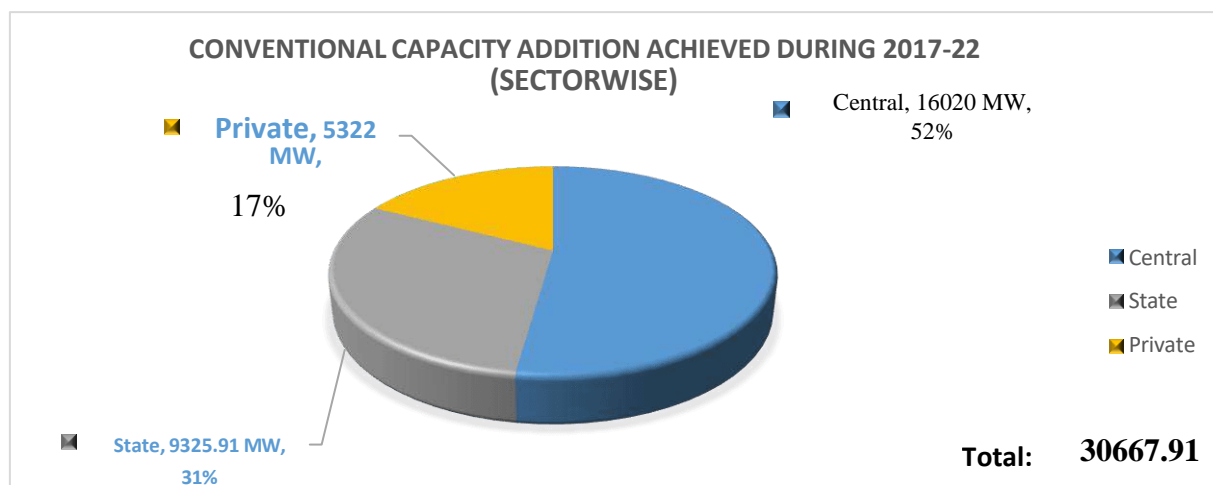


Exhibit 2.4



The State wise (Conventional Sources) summary of the capacity added during period 2017-22 is given in **Annexure 2.1** and the list of the commissioned conventional sources projects (including Large Hydro) is given in **Annexure 2.2**.

Out of scheduled generation capacity addition of 51561.15MW to be achieved during the period 2017-22, generation capacity addition totaling to 30667.91 MW is achieved as on 31.03.2022, which includes 726.76 MW projects which were not envisaged in NEP, 2018. Projects totaling to 21620 MW have slipped on account of various reasons viz. delay in placement of order for main plant, slow progress of civil works, poor geology, legal issues, Covid-19 pandemic etc.

A summary of the total capacity addition during period 2017-22 is given in **Table 2.4**.

Table 2.4

Summary of generation capacity addition during period 2017-22

(Figures in MW)

A	Scheduled Capacity Addition during period 2017-22	51561.15
B	Capacity addition achieved as per schedule (51561.15MW)	29941.15
C	Additional Capacity commissioned which were not envisaged in NEP, 2018	726.76
D	Total Generation Capacity Addition as per the schedule	30667.91
H	Capacity slipped from the scheduled capacity addition during period 2017-22	21620

Out of Scheduled capacity addition of 51561.15MW, a capacity of 21620 MW (41.93% of the target) has slipped during the period. Sector wise and mode wise details of capacity slipped are shown in **Table 2.5**.

Table 2.5

Summary of capacity Slipped during period 2017-22

Sector	Centre	State	Private	Total
Nuclear	3300	0	0	3300
Coal	7380	8990	1950	18320
Total	10680	8990	1950	21620

List of slipped Nuclear and Coal plants which were envisaged to be commissioned in National Electricity Plan, 2018 is mentioned along with the detail of reason of delays in **Annexure 2.3 A and B**.

2.3 CAPACITY CONSIDERED FOR RETIREMENT DURING PERIOD 2017-22

Scheduled retirement as per National Electricity Plan 2018, was 22690.5 MW, out of which coal-based capacity of 5,901.5 MW were considered for retirement due to old age and 16,789 MW (101 units) (as on August, 2017) due to not having sufficient space for installation of FGD to control SO_x emissions were identified.

Capacity totaling to 10044.295 MW for period (2017-22) have been retired. This includes retired coal and gas- based capacity totaling to 2695.295 MW, which were not envisaged to retire during the period 2017-22.

A summary of the total capacity retired during period 2017-22 is given in **Table 2.6**.

Table 2.6
Summary of Capacity Retired during period 2017-22

(Figures in MW)

A	Scheduled Retirement during the period 2017-22	22690.5
B	Capacity Retired due to Old Age Criteria during period 2017-22 against 5901.5 MW envisaged in NEP 18	4589
C	Capacity retired due to New Environmental Norms during period 2017-22 against 16789MW envisaged in NEP 18	2760
D	Additional Capacity retired during period 2017-22 outside the retired capacity envisaged in NEP 18	2695.295
E	Total Capacity retired during period 2017-22 (B+C+D)	10044.295
F	Capacity which did not retired but was scheduled for Retirement as per Old Age Criteria during period 2017-22(5901.5 MW-B)	1312.5
G	Capacity which did not retired but was scheduled for Retirement due to New Environmental Norms during period 2017-22(16789MW-C)	14029

List of plants retired during period 2017-22 is given in **Annexure 2.4**.

List of plants which were envisaged to get retired in National Electricity Plan, 2018 but do not get retired during period 2017-22 is attached in **Annexure 2.5**.

2.0 CAPACITY ADDITION FROM RENEWABLE ENERGY SOURCES DURING 2017-22

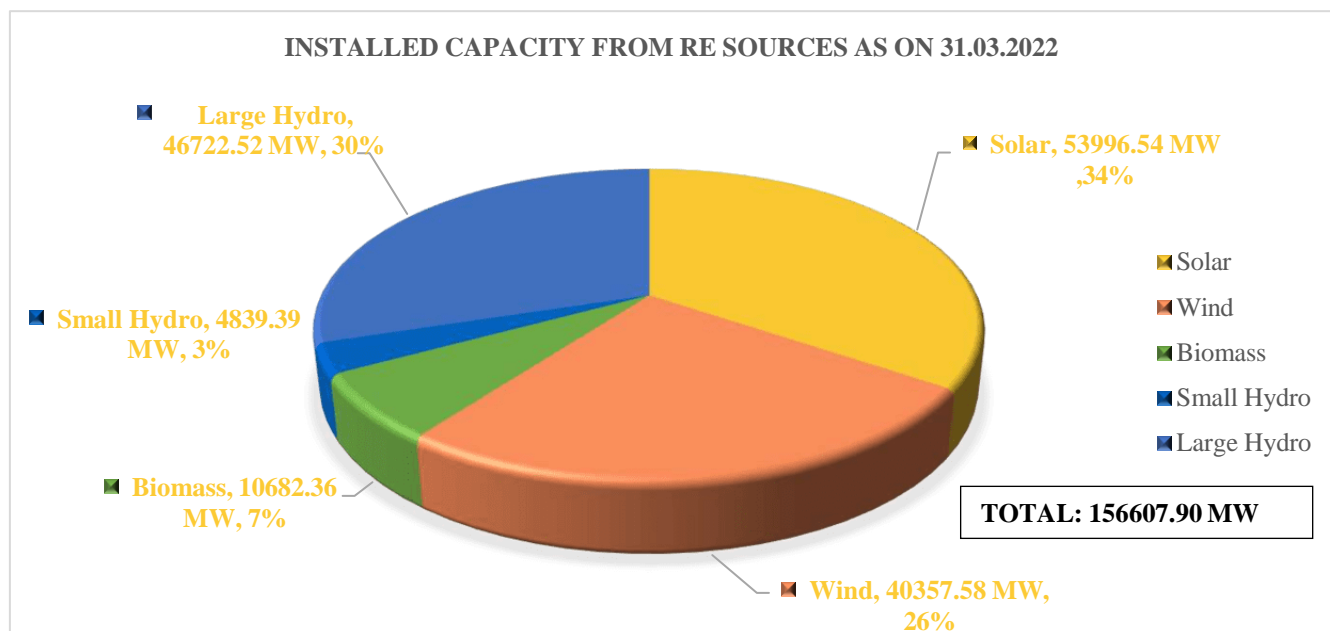
The installed capacity from renewable energy sources in the country is 156607.9 MW including large hydro as on 31.03.2022. Source wise installed capacity of renewable energy sources is shown in **Table 2.7** and **Exhibit 2.5**.

Table 2.7
Installed capacity of Renewable energy sources as on 31-03-2022

(Figures in MW)

Source	Capacity
Large Hydro (including PSP)	46722.52
Solar	53996.54
Wind	40357.58
Biomass & Waste to Energy	10682.36
Small Hydro	4848.9
Total	156607.90

Exhibit 2.5



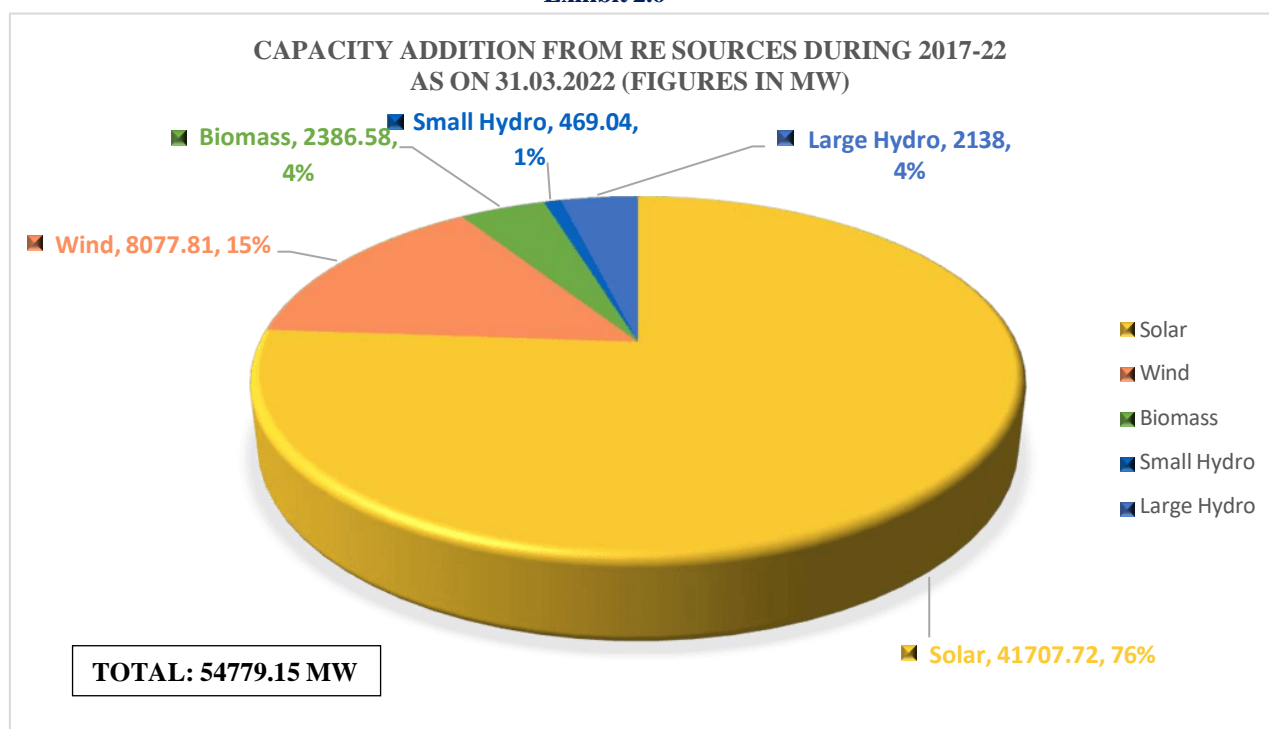
As on 31.03.2022, a capacity addition of 54,779.15 MW from renewable energy sources including large hydro has been achieved during the period 2017-2022. The details of capacity added source wise during 2017-22 is given in **Table 2.8 and Exhibit 2.6**.

Table 2.8

**Capacity addition from Renewable Energy
Sources during 2017-22 As on 31.03.2022**

(Figures in MW)

Source	Capacity
Large Hydro (including PSP)	2138
Solar	41707.72
Wind	8077.81
Biomass & Waste to Energy	2386.58
Small Hydro	469.04
Total	54779.15

Exhibit 2.6

During period, 2017-22 capacity totaling to 2138 MW from Large Hydro sources has been achieved as on 31.03.2022 comprising of 1100MW of Central Sector, 341 MW of State Sector and 697 MW of Private Sector. This also includes projects totaling to 100 MW which were at various stages of construction and originally not scheduled for the period 2017-22 but have also been commissioned. The list of the commissioned Large Hydro projects is given in **Annexure 2.2**.

Out of Scheduled capacity addition of 6839.5MW from Large Hydro Projects for period 2017-22, a capacity of 4801.50 MW is slipped during the period for the year 2017-22, comprising of 2884MW of Central Sector, 1775.5 MW of State Sector and 142 MW of Private Sector.

List of slipped Large Hydro plants which were envisaged to be commissioned in National Electricity Plan, 2018 is mentioned along with the detail of reason of delays in **Annexure 2.3 C**.

2.4 MAJOR REASONS FOR SLIPPAGE OF PROJECTS DURING 2017-22

There are various reasons for slipping of plants during period 2017-22, with most important being the COVID-19 pandemic, which halted the construction activities during the strict lockdown conditions to arrest the pandemic. It has resulted into reduced revenue for companies due to weak demand, which left companies with less capacity for capital expenditure. The global supply chain also was disrupted which affected imports of various key components which resulted in delay of execution of the projects.

Broad Reasons for delay of projects for Hydro, Coal projects are mentioned below :

Hydro Projects

- Delay in award of works
- Land Acquisition
- Environment and Forest issues
- Rehabilitation & Resettlement
- Natural Calamities
- Law & order problem & Local issues
- Contractual problems
- Geological uncertainties
- Difficult Terrain & Poor Accessibility
- Funds constraints with Contractor
- Force Majeure Risk
- Issues related to Quarry / Crushers Plants
- Inter-state issues
- Court / NGT / NCLT Cases.
- Teething trouble during commissioning

Thermal Projects

- Problems in acquisition of land for construction of power plant, ash dyke, raw water reservoir, corridor for pipelines, Railway siding etc. and Right of Way /Right of Use for raw water pipe line, ash slurry disposal pipelines and transmission lines etc.
- Local agitations including aspects such as R&R issues, labor disputes and law and order problems. Further, ethnic violence in some specific regions has also resulted in long interruptions at work site.
- Delay in timely availability of railway transport system and healthiness/load carrying capacity of road transport system for smooth transportation of equipment and fuel to the plant site.
- Change in State policies viz. in respect of sand mining, extraction of ground water etc. during plant construction period.
- Issues in timely availability of startup power at site.
- Issues in timely completion of power evacuation system and capacity of transmission system to evacuate full power generated at the plant.
- Shortage of Natural Gas
- Cost overruns on account of delay in timely completion of power projects
- Issues in availability of adequate finances from banks and financial institutions for completion of projects leading to cost overruns/increased cost of the plant.
- Poor performance of main contractor and sub-vendors including BoP sub-vendors for various reasons/issues involved.
- Contractual disputes resulting in termination of contract and re-tendering etc. resulting in project delays and cost overrun.
- Natural calamities and extreme weather conditions including heavy rains, cyclones etc., specifically in coastal areas.
- Not signing of long term PPA with DISCOMs and non-fulfillment of PPA conditions by the project developers. In some cases, even no PPA is available for sale of power from the power plant.
- Delay in availability of Consent to Establish, Consent to Operate (CTO) from respective State Governments.
- Court / NGT / NCLT Cases.

Renewable Energy Projects

Wind Projects: The capacity additions till 2017 were through Feed in Tariff (FiT) mechanism. Subsequently, the tariff regime shifted from Feed-in-Tariff (FiT) to bidding route, which initially affected the installation of projects. Thereafter, the installation of wind power projects was delayed due to COVID-19 pandemic during year 2020-21 and 2021-22. The industry also reported that there has been supply chain disruption and shortage of skilled manpower during the pandemic. Furthermore, the second surge of pandemic was followed by monsoon season in various parts of the country, It delayed the commissioning of projects and targets in the wind energy sector.

Solar Projects: These projects are delayed due to various reasons like GIB issue, court cases etc. and are likely to be commissioned, once these issues are resolved.

Small Hydro Projects: Small Hydro Power projects generally take 4 to 5 years for commissioning after start of construction. However, most of the SHP projects are located in hilly and remote areas and for these projects, commissioning may get further delayed due to reasons like less working seasons, geological surprises, logistic challenges, lack of locally available skilled manpower etc.

2.6 CONCLUSIONS

- During the period 2017-22, the capacity addition achieved from conventional sources is 30,667.91 MW.
- During the period 2017-22 as on 31.03.2022 the capacity addition from RE sources is 54,779.15 MW including large hydro.
- There has been considerable slippage in the Coal, Hydro and Nuclear capacity addition envisaged during the period 2017-22 with COVID-19 being the major reason resulting in delay.

RAKESH GOYAL, Secy. CEA
[ADVT.-III/4/Exty./110/2023-24]

Annexure 2.1

**STATE-WISE SECTOR-WISE CAPACITY FROM CONVENTIONAL SOURCES COMMISSIONED
DURING 2017-22**

(Figures in MW)

S.NO	STATE	CENTRAL	STATE	PRIVATE	TOTAL
1	DELHI	0	0	0	0.00
2	HARYANA	0	0	0	0.00
3	HIMACHAL PRADESH	0	0	0	0.00
4	JAMMU & KASHMIR	0	0	0	0.00
5	PUNJAB	0	0	0	0.00
6	RAJASTHAN	0	2640	0	2640.00
7	UTTAR PRADESH	2640	660	660	3960.00
8	UTTARAKHAND	0	0	0	0.00
9	CHANDIGARH	0	0	0	0.00
SUB TOTAL NR		2640	3300	660	6600.00
10	CHHATTISGARH	1600	0	2220	3820.00
11	GUJARAT	0	800	0	800.00
12	MAHARASHTRA	1320	0	960	2280.00
13	MADHYA PRADESH*	2920	1320	645*	4885.00
14	GOA	0	0	0	0.00
15	DAMAN & DIU	0	0	0	0.00
16	DADRA & NAGAR HAVELI	0	0	0	0.00
SUB TOTAL WR		5840	2120	3825	11785.00
17	ANDHRA PRADESH	0	510	0	510.00
18	TELANGANA	0	1970	0	1970.00
19	KARNATAKA	800	0	0	800.00
20	KERALA	0	0	0	0.00
21	TAMIL NADU	1000	0	525	1525.00
22	PUDUCHERRY	0	0	0	0.00
SUB TOTAL SR		1800	2480	525	4805.00
23	BIHAR	3890	0	0	3890.00
24	JHARKHAND	0	0	0	0.00
25	ODISHA	1600	1320	0	2920.00
26	SIKKIM	0	0	0	0.00
27	WEST BENGAL	0	0	312	312.00
SUB TOTAL ER		5490	1320	312	7122.00
28	ARUNACHAL PRADESH	0	0	0	0.00
29	ASSAM	250	105.91	0	355.91
30	MANIPUR	0	0	0	0.00
31	MIZORAM	0	0	0	0.00
32	MEGHALAYA	0	0	0	0.00
33	NAGALAND	0	0	0	0.00
34	TRIPURA	0	0	0	0.00
SUB TOTAL NER		250	105.91	0	355.91
35	ANDAMAN & NICOBAR	0	0	0	0.00
36	LAKSHADWEEP	0	0	0	0.00
ALL INDIA TOTAL		15360	8395.91	5322	30667.91

*: NIWARI TPP, UNIT-2 (45 MW) HAD ACHIEVED COD ON 20.03.17 BUT THE INTIMATION REGARDING COD WAS RECEIVED IN JUNE'19. THEREFORE, THE PROJECT HAS TAKEN INTO CAPACITY ADDITION ON 06.06.2019 AFTER APPROVAL OF CHAIRPERSON, CEA

Annexure 2.2

LIST OF CONVENTIONAL SOURCES PROJECTS COMMISSIONED WHICH WERE ENVISAGED DURING 2017-22

(Figures in MW)

S.NO.	PROJECT NAME	TYPE	STATE	DEVELOPER	CAPACITY
CENTRAL SECTOR					
1	NABI NAGAR TPP U2,3,4	COAL	BIHAR	JV OF NTPC & RAILWAYS	750
2	SOLAPUR STPP U1-2	COAL	MAHARASHTRA	NTPC	1320
3	BARAUNI TPS EXTN U8-9	COAL	BIHAR	NTPC	500
4	KUDGI STPP PH-I U3	COAL	KARNATAKA	NTPC	800
5	MEJA STPP U1-2	COAL	UTTAR PRADESH	JV OF NTPC & UPRVUNL	1320
6	LARA TPP U1-2	COAL	CHHATTISGARH	NTPC	1600
7	BONGAIGAON TPP U3	COAL	ASSAM	NTPC	250
8	GADARWARA TPP U1-2	COAL	MADHYA PRADESH	NTPC	1600
9	NABINAGAR STPP U1-3	COAL	BIHAR	NPGCL	1980
10	TANDA TPS, STAGE-II U5-6	COAL	UTTAR PRADESH	NTPC	1320
11	KHARGONE STPP U1-2	COAL	MADHYA PRADESH	NTPC	1320
12	NEYVELLI NEW TPP U1-2	COAL	TAMILNADU	NLCIL	1000
13	DARLIPALLI STPP U1-2	COAL	ODISHA	NTPC	1600
14	BARH STPP STAGE-I UNIT- 1	COAL	BIHAR	NTPC	660
SUB TOTAL (CENTRAL SECTOR)					16020
STATESECTOR					
1	CHHABRA SCTPP U5	COAL	RAJASTHAN	RRVUNL	660
2	RAYAL SEEMA TPP U6	COAL	ANDHRA PRADESH	APGENCO	600
3	SHRI SINGHAJI TPP (PHASE-II) U3-4	COAL	MADHYA PRADESH	MPPGCL	1320
4	KOTHAGUDEM TPS STAGE-VII U12	COAL	TELANGANA	TSGENCO	800
5	CHHABRA TPP EXTN. U6	COAL	RAJASTHAN	RRUVNL	660
6	IB VALLEY TPP U3-4	COAL	ODISHA	OPGCL	1320
7	WANAKBORI TPS U8	COAL	GUJARAT	GSECL	800
8	SURATGARH SCTPP U7-8	COAL	RAJASTHAN	RRVUNL	1320
9	BHADRADRI-TTP U1-4	COAL	TELANGANA	TSGENCO	1080
10	HARDUAGANJ EXP.-II TPP	COAL	UTTAR PRADESH	UPRVUNL	660
11	NAMRUP CCGT-GAS	GAS	ASSAM	APGCL	36.15
SUB TOTAL (STATE SECTOR)					9256.15
PRIVATE SECTOR					
1	BINJKOTE TPP U1-2	COAL	CHHATTISGARH	SKS POWER GENERATION (CHHATTISGARH) LTD	600
2	NAWAPARA TPPU2	COAL	CHHATTISGARH	TRN ENERGY	300
3	NASIK TPPPH-I U 3-5	COAL	MAHARASHTRA	RATTAN INDIA NASIK POWER LTD	810
4	BARA TPP U3	COAL	UTTAR PRADESH	PRAYAGRAJ POWER GENERATION CO.LTD.	660
5	INDIA POWER TPP (HALDIA) U1-2	COAL	WEST BENGAL	INDIAN ENERGY LTD (HALDIA)	300
6	UCHPINDA TPP U3-4	COAL	CHHATTISGARH	RKM POWER GEN PVT.	720

7	SHIRPUR TPP U1	COAL	MAHARASHTRA	LTD. SHIRPUR POWER PVT. LTD.	150
8	AKALTARA (NARIYARA)	COAL	CHHATTISGARH	K.S.K MAHANADI POWER COMPANY LIMITED	600
9	TUTICORIN TPP ST-4	COAL	TAMIL NADU	SEPC	525
SUB TOTAL (PRIVATE SECTOR)					4665
TOTAL (2017-2021)					29941.15

LIST OF ADDITIONAL CONVENTIONAL SOURCES PROJECTS ADDED DURING 2017-22 BUT NOT ENVISAGED IN NEP 2017-22

S.NO.	PROJECT NAME / IMPLEMENTING AGENCY	FUEL	SECTOR	CAP. (MW)
1	MAHAN TPP U2 / ESSAR POWER MP PVT. LTD.	COAL	PRIVATE	600
2	DISHERGARH TPP	COAL	PRIVATE	12
3	NIWARI TPP, UNIT- 2	COAL	PRIVATE	45*
4	LAKWA REPLACEMENT PROJECT U1- 7/APGCL	GAS	STATE	69.76
	TOTAL			726.76

*: NIWARI TPP, UNIT-2 (45 MW) HAD ACHIEVED COD ON 20.03.17 BUT THE INTIMATION REGARDING COD WAS RECEIVED IN JUNE'19. THEREFORE, THE PROJECT HAS TAKEN INTO CAPACITY ADDITION ON 06.06.2019 AFTER APPROVAL OF CHAIRPERSON, CEA

LIST OF LARGE HYDRO PROJECTS COMMISSIONED WHICH WERE ENVISAGED DURING 2017-22

(Figures in MW)

S.NO.	PROJECT NAME	TYPE	STATE	DEVELOPER	CAPACITY
CENTRAL SECTOR					
1	TUIRIAL HEP U1-2	HYDRO	MIZORAM	NEEPCO	60
2	KISHAN GANGA HEP U1-3	HYDRO	J&K	NHPC	330
3	PARE U1-2	HYDRO	ARUNACHAL PRADESH	NEEPCO	110
4	KAMENG HEP U1-4	HYDRO	ARUNACHAL PRADESH	NEEPCO	600
SUB TOTAL (CENTRAL SECTOR)					1100
STATE SECTOR					
1	NEW UMTRU U1-2	HYDRO	MEGHALAYA	MEPGCL	40
2	SAINJ HEP U1-2	HYDRO	HIMACHAL PRADESH	HPPCL	100
3	PULICHINTALA U2-4	HYDRO	TELANGANA	TSGENCO	90
4	SAWRA KUDDU U1-3	HYDRO	HIMACHAL PRADESH	HPPCL	111
SUB TOTAL (STATE SECTOR)					341
PRIVATE SECTOR					
1	DIKCHU U-1	HYDRO	SIKKIM	SNEHA KINETIC POWER PROJECTS PVT. LTD.	96
2	CHANJU-IU3	HYDRO	HIMACHAL	IA ENERGY	12

3	TASHIDING U1-2	HYDRO	PRADESH SIKKIM	SNEHA KINETIC POWER PROJECTS PVT. LTD.	97
4	SINGOLI BHATWARI U1-3	HYDRO	UTTARAKHAND	L&T UHPL	99
5	RONGNICHU UNIT 1-2	HYDRO	SIKKIM	MADHYA BHARAT POWER CORPN.	113
6	BAJOLI HOLI UNIT 1,2,3	HYDRO	HIMACHAL PRADESH	GMR	180
SUB TOTAL (PRIVATE SECTOR)					597
TOTAL (2017-2022)					2038

**LIST OF ADDITIONAL LARGE HYDRO PROJECTS ADDED DURING 2017-22 BUT NOT ENVISAGED IN
NEP 2017-22**

S.NO.	PROJECT NAME / IMPLEMENTING AGENCY	FUEL	SECTOR	CAP. (MW)
1	SORANG UNIT 1-2	HYDRO	PRIVATE	100
	TOTAL			100

Annexure 2.3

A. SLIPPED COAL BASED PROJECTS ENVISAGED DURING 2017-22

S.NO.	PROJECT NAME / IMPLEMENTING AGENCY	SECTOR	UNIT NO	CAP. (MW)
CENTRAL SECTOR				
1	BARH STPP-I /NTPC	C	U-2,3	2*660=1320
2	NORTH KARANPURA TPP/ NTPC	C	U-1,2,3	3*660=1980
3	TELANGANA PH-I/NTPC	C	U-1,2	2*800=1600
4	GHATAMPUR TPP/ NLC JV	C	U-1,2,3	3*660=1980
5	BARSINGSAR TPP EXT/NLC	C	U-1	250
6	BITHNOK TPP /NLC	C	U-1	250
	TOTAL (CENTRAL SECTOR)			7380
STATE SECTOR				
1	ENNORE EXP. SCTPP(LANCO) / TANGEDCO	S	U-1	660
2	ENNORE SCTPP / TANGEDCO	S	U-1,2	2*660=1320
3	UPPUR SCTPP/TANGEDCO	S	U-1,2	2*800=1600
4	JAWAHARPUR STPP/ UPRVUNL	S	U-1,2	2*660=1320
5	OBRA-C STPP/ UPRVUNL	S	U-1,2	2*660=1320
6	SRI DAMODARAM TPS ST-II	S	U-1	800
7	NORTH CHENNAI TPP ST-III	S	U-1	800
8	DR. NARLA TATA RAO TPS ST-V	S	U-1	800
9	YELAHANKA CCPP-GAS	S	GT+ST	370
	TOTAL (STATE SECTOR)			8990
PRIVATE SECTOR				
1	THAMMINAPATNAM TPP STAGE -II / MEENAKSHI ENERGY PVT. LTD.	P	U-3,4	2*350=700
2	AKALTARA TPP (NAIYARA) / KSK MAHANDI POWER COMPANY LTD.	P	U-4	600
3	SHIRPUR TPP/ SHIRPUR POWER PVT LTD	P	U-2	150
4	INDIA POWER TPP / HALDIA ENERGY LTD.	P	U-3	150
5	UTKAL TPP/IND BHARAT	P	U-2	350
	TOTAL (PRIVATE SECCTOR)			1950
	GRAND TOTAL			18320

Note: C- Center, S-State, P- Private

B. SLIPPED NUCLEAR BASED PROJECTS ENVISAGED DURING 2017-22

S.NO.	PROJECT NAME	STATE	NO. OF UNITS X MW	CAPACITY (MW)
1	KAKRAPAR ATOMIC POWER PLANT	GUJARAT	2X700	1400
2	RAJASTHAN ATOMIC POWER STATION	RAJASTHAN	2X700	1,400
3	PFBR	TAMIL NADU	1X500	500
	TOTAL (2017-22)			3300

C. SLIPPED HYDRO BASED PROJECTS ENVISAGED DURING 2017-22

S.NO.	PROJECT NAME	STATE	AGENCY	NO. OF UNITS X MW	CAPACITY (MW)
	CENTRAL SECTOR				
1	PARBATI ST. II	HIMACHAL PRADESH	NHPC	4x200	800
2	TAPOVAN VISHNUGAD	UTTARAKHAND	NTPC	4x130	520
3	TEHRI PSS	UTTARAKHAND	THDC	4x250	1,000
4	VISHNUGAD PIPALKOTI	UTTARAKHAND	THDC	4x111	444
5	RAMMAM - III	WEST BENGAL	NTPC	3x40	120
	CENTRAL SECTOR TOTAL				2884
	STATE SECTOR				
1	INDIRA SAGAR (POLLAVARAM MPP)	ANDHRA PRADESH	APID	12x80	960
2	SHONGTONG KARCHAM	HIMACHAL PRADESH	HPPCL	3x150	450
3	UHL-III	HIMACHAL PRADESH	BVPC	3x33.3	100
4	PALLIVASAL	KERELA	KSEB	2x30	60
5	PARNAI	J&K	JKSPDC	3x12.5	37.5
6	LOWER KALNAI	J&K	JKSPDC	2x24	48
7	VYASI	UTTARAKHAND	UJVNL	2x60	120
	State Sector Total				1775.5
	PRIVATE SECTOR				
1	RANGIT-II	SIKKIM	SHPL	2x33	66
2	PHATA BYUNG	UTTARAKHAND	LANCO	2x38	76
	PRIVATE SECTOR TOTAL				142
	TOTAL				4801.5

ANNEXURE 2.4

LIST OF PROJECTS RETIRED DUE TO OLD AGE CRITERIA

(All figures in MW)

S.NO.	NAME OF THE UTILITY	NAME OF THE STATION	UNIT NO.	CAPACITY (MW)
1	DPL	DPL TPS	3,4,5	1*70+2*75=220
2	ASEB	CHANDRAPUR TPS	1,2	2*30=60
3	GSECL	SIKKA TPS	1	120
4	GSECL	UKAI TPS	1,2	2*120=240
5	IPGCL	RAJGHAT TPS	1,2	2*67.5=135
6	UPRVUNL	HARDUAGANJ	5	60
7	UPRVUNL	OBRA TPS	8	94
8	NLC	NEVYELI LIGNITETPS-I	1-9	6*50+3*100=600
9	TSGENCO	KOTHADUDEM TPS	1-8	4*60+4*120=720
10	PSPCL	GND (BATHINDA) TPS	1,2	2*110=220
11	CSPGCL	DSPM KORBA TPS	1-4	4*50=200
12	UPRVUNL	OBRA TPS	1,2	1*40+1*50=90
13	UPRVUNL	PANKI TPS	3,4	2*105=210
14	PSPCL	ROPAR TPS	1	2*210=420
15	MSPGCL	KORADI TPS	5	200
16	PVUNL	PATRATU TPS	4,6,7,9,10	1*40+1*90+1*105+2*110=455
17	NTPC LTD.	BADARPUR TPS	1,2,3	3*95=285
18	DVC	CHANDRAPUR TPS	2,3	2*130=260
	TOTAL			4589

LIST OF PROJECTS RETIRED DUE TO NON-COMPLIANCE OF NEW ENVIRONMENTAL NORMS

S. NO.	NAME OF PROJECT	SECTOR	STATE	REGION	UNIT NO	TOTAL CAPACITY (MW)
1	BOKARO `B` TPS	CENTRAL SECTOR	JHARKHAND	ER	1,2,3	3*210=630
2	TALCHER (OLD) TPS	CENTRAL SECTOR	ODISHA	ER	1-6	4*60+2*110=460
3	BANDEL TPS	STATE SECTOR	WEST BENGAL	ER	1,3,4	3*60=180
4	BADARPUR TPS	CENTRAL SECTOR	DELHI	NR	4,5	2*210=420
5	PANIPAT TPS	STATE SECTOR	HARYANA	NR	5	210
6	GND TPS(BHATINDA)	STATE SECTOR	PUNJAB	NR	3,4	2*110=220
7	KORBA-III	STATE SECTOR	CHHATTISGARH	WR	1,2	2*120=240
8	SIKKA REP. TPS	STATE SECTOR	GUJARAT	WR	2	120
9	SABARMATI	PRIVATE SECTOR	GUJARAT	WR	15,16	2*30=60
10	MUZAFFARPUR TPS	CENTRAL SECTOR	BIHAR	ER	1,2	2*110=220
	TOTAL					2760

LIST OF RETIRED DURING 2017-22 BUT NOT ENVISAGED FOR RETIREMENT IN NEP 2017-22

S. NO.	NAME OF PROJECT	FUEL	STATE	UNIT NO	TOTAL CAPACITY (MW)
1	DISHENGARH	COAL	WEST BENGAL	1,3,4,5	18 (1*3+3*5)
2	SEEBPORE TPS	COAL	WEST BENGAL	1,2,3,4	8.375 (3+1.5+1.875+2)
3	NAMRUP CCPP	GAS	ASSAM	1,4,5	55(1*20+1*11+1*24)
4	LAKWA GT	GAS	ASSAM	2,3,4	45 (3*15)
5	CHINAK URI TPS	COAL	WEST BENGAL	1,2,3	30 (3*10)
6	KUTCH LIGNITE	COAL	GUJRAT	1,2	140
7	BARAMURA	GAS	TRIPURA	1,2,3	16.5(2*5+1*6.5)
8	ROKHIA	GAS	TRIPURA	1,2	16(2*8)
9	D.P.L. TPS	COAL	WEST BENGAL	6	110
10	PARLI TPS	COAL	MAHARASHTRA	4,5	420(2*210)
11	TROMBAY TPS	COAL	MAHARASHTRA	6	500
12	YELHANKA DG	DIESEL	KARNATAKA	1,2,3,4,5,6	127.92 (6*21.32)
13	BASIN BRIDGE DG	DIESEL	TAMIL NADU	1,2,3,4	200 (4*50)
14	BHUSAWAL TPS	COAL	MAHARASHTRA	2	210 (1*210)
15	UTRAN CCPP	GAS	GUJARAT	1	144 (3*33+1*45)
16	KORADI TPS	COAL	MAHARASHTRA	7	210
17	ADAMTILA CCPP	GAS	ASSAM	1,2,3	9(3*3)
18	BASKHANDI	GAS	ASSAM	1,2,3,4	15.5(3*3.5+1*5)
19	KOLAGHAT TPS	COAL	WEST BENGAL	1,2	420(2*210)
TOTAL					2695.295

ANNEXURE 2.5**LIST OF PROJECTS WHICH WERE NOT RETIRED AS ENVISAGED DURING THE PERIOD 2017-22 DUE TO OLD AGE CRITERIA**

S.NO.	NAME OF THE UTILITY	NAME OF THE STATION	UNIT NO.	CAPACITY (MW)
1	TSGENCO	RAMAGUNDEM-B TPS	1	62.5
2	PSPCL	ROPAR TPS	3,4	2*210=420
3	MPPGCL	SATPURA TPS	6,7,8,9	1*200+3*210=830
TOTAL				1312.5

**LIST OF PROJECTS WHICH WERE NOT RETIRED AS ENVISAGED DURING THE PERIOD 2017-22
DUE TO NEW ENVIRONMENTAL NORMS**

S. NO.	NAME OF PROJECT	SECTOR	STATE	REGION	UNIT NO	TOTAL CAPACITY (MW)
1	BARAUNI TPS	STATE SECTOR	BIHAR	ER	6,7	2*105=210
2	PARICHHA TPS	STATE SECTOR	UTTAR PARDESH	NR	1,2	2*110=220
3	TENUGHAT TPS	STATE SECTOR	JHARKHAND	ER	1,2	2*210=420
4	IND BARATH TPP	PRIVATE SECTOR	ODISHA	ER	1	350
5	TITAGARH TPS	PRIVATE SECTOR	WEST BENGAL	ER	1-4	4*60=240
6	DURGAPUR TPS	CENTRAL SECTOR	WEST BENGAL	ER	4	210
7	BAKRESWAR TPS	STATE SECTOR	WEST BENGAL	ER	1-5	5*210=1050
8	BANDEL TPS	STATE SECTOR	WEST BENGAL	ER	2,5	1*60+1*210=270
9	ROPAR TPS	STATE SECTOR	PUNJAB	NR	5,6	2*210=420
10	KOTA TPS	STATE SECTOR	RAJASTHAN	NR	1-5	2*110+3*210=850
11	TANDA TPS	CENTRAL SECTOR	UTTAR PARDESH	NR	1-4	4*110=440
12	HARDUAGANJ TPS	STATE SECTOR	UTTAR PARDESH	NR	7	105
13	DR. N.TATA RAO TPS	STATE SECTOR	ANDHRA PRADESH	SR	1-6	6*210=1260
14	RAICHUR TPS	STATE SECTOR	KARNATAKA	SR	1-8	7*210+1*250=1720
15	TUTICORIN (P) TPP	PRIVATE SECTOR	TAMIL NADU	SR	1,2	2*150=300
16	NEYVELI (EXT) TPS	CENTRAL SECTOR	TAMIL NADU	SR	1,2	2*210=420
17	NEYVELI TPS- II	CENTRAL SECTOR	TAMIL NADU	SR	1-7	7*210=1470
18	METTUR TPS	STATE SECTOR	TAMIL NADU	SR	1-4	4*210=840
19	NORTH CHENNAI TPS	STATE SECTOR	TAMIL NADU	SR	1-3	3*210=630
20	TUTICORIN TPS	STATE SECTOR	TAMIL NADU	SR	1-5	5*210=1050
21	KOTHAGUDEM TPS V & VI STAGES	STATE SECTOR	TELANGANA	SR	9,10	2*250=500
22	KORBA-WEST TPS	STATE SECTOR	CHHATTISGARH	WR	1-4	4*210=840
23	GEPL TPP PH-I	PRIVATE SECTOR	MAHARASHTRA	WR	1,2	2*60=120
24	OBRA TPS	STATE SECTOR	UTTAR PARDESH	NR	7	94
TOTAL						14029

CHAPTER 3

ENERGY EFFICIENCY & CONSERVATION

3.0 BACKGROUND

India stands at the forefront of addressing global challenge of climate change and has committed to an ambitious Nationally Determined Contributions (NDCs) (proposed) of reducing emission intensity by 45 % in 2030 against the levels of year 2005. In its Third Biennial Update Report (BUR 3) submitted to United Nations Framework Convention on Climate Change (UNFCCC), it has been highlighted that India has proactively pursued mitigation and adaptation activities and achieved a reduction in emission intensity of GDP by 24% over the period 2005-2016. India is one of the very few countries on track to fulfilling its declared voluntary mitigation action up to 2020. As per the NDC, India is committed to achieve 50 % of Total Installed capacity by non-fossil fuel electric power installed capacity by 2030,

with the help of transfer of technology and low cost international finance including from Green Climate Fund (GCF). India's third NDC commitment is to create an additional carbon sink of 2.5 to 3 billion tons of carbon dioxide equivalent through additional forest and tree cover by 2030.

Energy efficiency simply means using less energy to perform the same task – that is, eliminating energy waste. Energy efficiency brings a variety of benefits: reducing greenhouse gas emissions, reducing demand for energy imports, and lowering our costs on a household and economy-wide level. While renewable energy technologies also help accomplish these objectives, improving energy efficiency is the cheapest – and often the most immediate way to reduce the use of fossil fuels. There are enormous opportunities for efficiency improvements in every sector of the economy, whether it is buildings, transportation, industry, or energy generation.

3.1 ENERGY CONSERVATION ACT AND FORMATION OF BUREAU OF ENERGY EFFICIENCY

The Government of India set up Bureau of Energy Efficiency (BEE) on 1st March 2002 under the provisions of the Energy Conservation (EC) Act, 2001. As a quasi-regulatory and policy advisory body, the Bureau helps in developing policies and strategies that emphasize self-regulation and market principles to achieve the primary objective of reducing the energy intensity of the economy. The EC Act also empowers the State Government to facilitate and enforce the efficient use of energy through their respective State Designated Agencies (SDAs) in consultation with BEE. It also empowers the Central Government to specify energy performance standards.

The Act came into force in March, 2002. The broad objectives of EC Act, 2001 are:

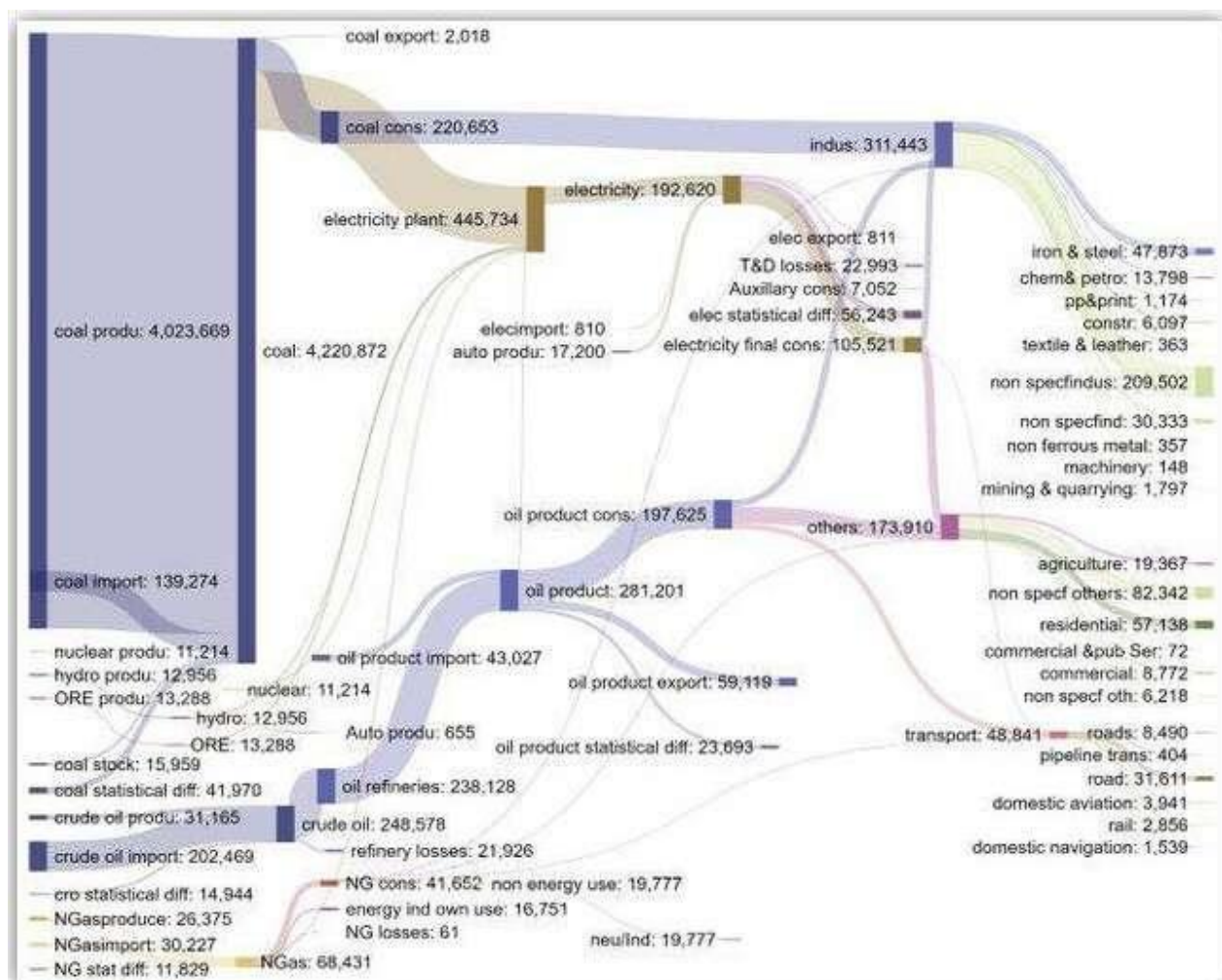
- Promote faster adoption of energy efficiency and conservation through regulation, participation and cost-effective measures
- Involve States and other stakeholders in the energy efficiency initiatives
- Create a sustainable environment for demand of energy efficient products, technologies and professionals
- Energy Supply and Consumption

The Energy Conservation (Amendment) ACT, 2022 seeks to amend followings –

1. Legal framework to mandate use of Non fossil sources including Green Hydrogen for energy and feedstock: For the decarbonization of Indian Economy, promotion of non-fossil energy sources and non-fossil feedstock is essential. Government of India is implementing Green Hydrogen Mission to promote Green Hydrogen. In order to meet this objective, it is considered necessary to have legal provisions to prescribe minimum consumption of non-fossil sources/feedstock including Green Hydrogen/Green Ammonia, Biomass, Ethanol.
2. Framework for Carbon Markets: Climate Change has become a challenge to the sustainability of the entire ecosystem due to carbon intensive activities. Globally, carbon markets have been successful in reducing greenhouse gas emissions. Carbon trading mechanism is being proposed to facilitate private sector involvement thereby lowering the economic cost of reducing emissions
3. Bringing large residential buildings within the fold of the Energy Conservation regime: Residential buildings consume about 24% of total electricity in India and this sector is poised for an exceptional growth during the next two decades with an estimated addition of about 3 billion square meters by 2030. Due to the increasing adoption of air conditioners, and other appliances, the demand of electricity from building sector will increase many folds and it may become one of the largest sectors to consume electricity. The amendment includes expanding the scope of building to include large Residential buildings with connected load more than 100 kW or 120 kVA.
4. Increasing the scope of Energy Conservation Building Code (ECBC): The scope of “Energy Conservation Building Code (ECBC)” is widened to include renewable energy and sustainable building concept. It will also be renamed as Energy Conservation and Sustainable Building Code (ECSBC)
5. Amendments in penalty provisions: The penalty provisions are being differentiated based on the area of implementation sectors viz appliances, industries, vehicles, etc.
6. Powers to State Electricity Regulatory commissions to have smooth enforcement process are included.

Exhibit 3.1

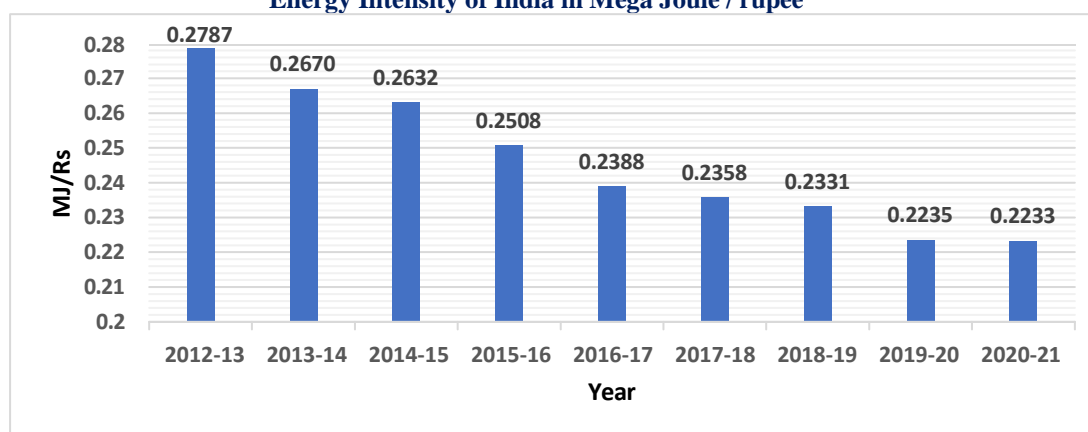
Sankey Diagram Overall Energy Balance of India 2020-21(P) in KToe



Source: Energy Statistics, 2022-(MOSPI)

3.2 ASSESSMENT OF ENERGY EFFICIENCY MEASURES AND ACHIEVEMENTS

Energy intensity of the country has declined from 0.2747 mega joule per INR in 2011-12 to 0.2233 mega joule per INR in 2020-21(P)

Exhibit 3.2
Energy Intensity of India in Mega Joule / rupee

Source: Energy Statistics, 2022-(MOSPI)

3.3 ENERGY EFFICIENCY INITIATIVES

- India has assumed leadership role in promotion of energy efficiency and conservation towards addressing global issue of climate change. Government of India has undertaken a two-pronged approach to cater to the energy demand of its citizens while ensuring minimum growth in CO₂ emissions, so that the global emissions do not lead to irreversible damage to the ecosystem.
- In the generation side, the Government is promoting greater use of renewable in the energy mix mainly through solar and wind and at the same time shifting towards ultra-supercritical and supercritical technologies for coal based power plants.
- In the demand side, government have launched various schemes/programs targeted towards improving efficiency under the overall ambit of Energy Conservation Act 2001 (EC Act).

Energy Efficiency initiatives of Government of India are as below:

3.3.1 ENERGY EFFICIENCY IN APPLIANCE SECTOR- STANDARDS & LABELLING PROGRAMME:

- This scheme promotes energy efficiency at the citizens' level through use of more efficient appliances like Air Conditioners, Refrigerators, Televisions, Geysers etc. by regulation of standards and increasing awareness through informative campaigns. It was launched with the key objective of providing consumers an informed choice about the energy and cost saving potential of the labelled appliances/equipment being sold commercially. This scheme entails laying down minimum energy performance norms for appliances / equipment, rating the energy performance on a scale of 1 to 5, 5 star being the most energy efficient one. Energy labelling is one of the most cost-effective policy tools for improving energy efficiency and lowering associated energy cost of appliances or equipment. As on January 2023, the programme covers 30 appliances out of which 11 appliances are under the mandatory regime while as the remaining 19 appliances are under the voluntary regime. The recently added 2 appliances namely Batteries and Tyres have been launched on the occasion of National Energy Conservation Day-2022.
- Initially appliances are covered under voluntary regime and then included under mandatory regime before the standards being gradually ratcheted. The process adopted by BEE for this transition is shared in **Table 3.1** below:

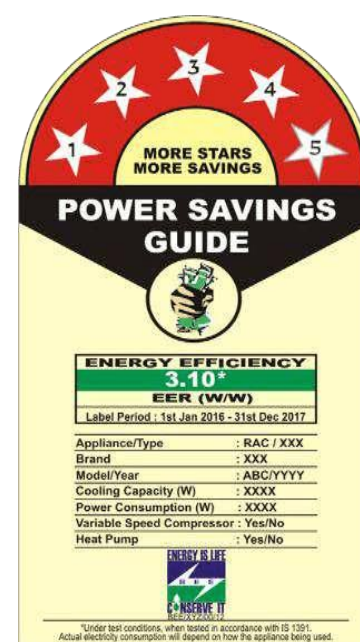


Table 3.1

SS. No.	Mandatory Appliances	S. No.	Voluntary Appliances
1.	Room Air Conditioners	1.	Induction Motors
2.	Frost Free Refrigerator	2.	Agricultural Pump Sets
3.	Tubular Florescent Lamp	3.	LPG-Stoves
4.	Distribution Transformer	4.	Washing Machine
5.	Room Air Conditioner(Cassette, Floor Standing)	5.	Computer (Notebook/Laptops)
6.	Direct Cool Refrigerator	6.	Ballast (Electronic/Magnetic)
7.	Colour TV	7.	Office Equipment (Printer, Copier, Scanner, Multifunctional Display)
8.	Electric Geysers	8.	Diesel Engine Driven Mono-set Pumps, submersible and open-well
9.	Variable Capacity Inverter Air Conditioners	9.	Solid State Inverter

10.	LED Lamps	10.	DG Sets
11.	Ceiling Fans	11.	Chillers
		12.	Microwave oven
		13.	Solar Water Heater
		14.	Deep Freezers
		16.	Light Commercial AirConditioners (LCAC)
		16.	Air Compressor
		17.	Ultra-High-Definition Television
		18.	Li-ion traction batteries and Systems
		19.	Tyres

3.3.2 EXPANDING COVERAGE OF INDUSTRIAL EFFICIENCY ADOPTION NATIONAL MISSION FOR ENHANCED ENERGY EFFICIENCY (NMEEE)

- National Mission for Enhanced Energy Efficiency (NMEEE) is one of the eight national missions under the National Action Plan on Climate Change (NAPCC) that was released in June 2008 by the Government of India.
- One of the flagship schemes under NMEEE, the Perform, Achieve and Trade (PAT) scheme is a mechanism designed to achieve emissions reduction in energy intensive industries and it is designed on the concept of reduction in Specific Energy Consumption (SEC). It involves assessment of SEC in the baseline year and projected SEC in the target year covering different forms of net energy going into the boundary of the plant and the products leaving out of it over a particular cycle.



- The implementation of PAT cycle –I that completed in the year 2015 has led to energy saving of 8.67 MTOE which is about 30 % more than the notified targets. This energy saving also translates in to avoiding of about 31 million tonne of CO₂ emission. This energy saving has been converted to Energy Saving Certificates (ESCerts) tradable at the Power Exchanges. Ministry of Power had issued about 38.25 lakh ESCerts to 306 industrial units for excess energy saving and 110 industrial units have been entitled to purchase about 14.25 lakh ESCerts to meet the shortfall to meet energy saving targets. The total volume of ESCerts traded is about 12.98 lakhs resulting into a business of about INR 100 crores during 17 weekly trading sessions.

- Subsequently, the second cycle of PAT (2016-19) was notified in March, 2016 covering 621 Designated Consumers (DCs) from 11 sectors which include eight existing sectors and three new sectors viz. Railways, Refineries and DISCOMs. PAT cycle –II has ended on 31st March 2019 wherein 621 Designated Consumers (DCs) from 11 sectors have achieved total energy savings of 14.08 Million Tonne of Oil Equivalent (MTOE) which exceeds the notified target of 11.28 MTOE by about 16 %. A total of 57.38 lacs ESCerts were issued to 349 industrial units and 193 industrial units are entitled to purchase 36.68 lacs ESCerts.
- Since PAT scheme is being implemented on a rolling cycles basis i.e. new sectors are included every year, PAT cycle –III was notified with effect from 1st April, 2017. PAT scheme in its third cycle seeks to achieve an overall energy saving target of 1.06 MTOE for which SEC reduction targets have been assigned to 116 industrial units from six energy intensive sectors. Subsequently, PAT cycle-IV has commenced with effect from 1st April 2018 in which 109 units have been notified from the existing sectors and two new sectors i.e. Petrochemicals and Commercial Buildings (Hotels).
- PAT cycle –V has commenced with effect from 1st April 2019. Under PAT cycle –V, 110 units from the existing sectors of PAT i.e. Aluminum, Cement, Chlor-Alkali, Commercial Buildings (Hotels), Iron & Steel, Pulp & Paper, Textile and Thermal Power Plant have been notified. The total energy consumption of these DCs comes out to be 15.244 million toe and it is expected to get a total energy savings of 0.5130 million toe through the implementation of PAT cycle –V.
- Under PAT Cycle VI 117 new units have been given targets to reduce their specific energy consumptions through deepening and widening under the PAT scheme during FY 2019-2020. These targets are effective for compliance from April, 2020 under PAT cycle VI. As on the beginning of PAT Cycle VI, total of 1073 industrial and commercial units from 13 energy intensive sectors are included under the PAT Scheme.

198 Designated Consumers under PAT scheme for the period 2022-2025 has been notified. BEE has notified PAT Cycle –VII commencing from 2022-23 to 2024-2025 wherein 707 Designated Consumers from 9 sectors have been notified with total energy consumption reduction target of 8.485 MTOE. For the widening of the PAT Scheme in the Petrochemical sector, the Central Government, in consultation with the Bureau of Energy Efficiency, has amended S.O. 394(E) and notified the minimum yearly energy consumption for Petrochemical manufacturing units. Under Widening of PAT Scheme five new sectors namely Ceramics, Glass, Zinc, Copper and Mines including exploration were added. As a result of implementing PAT Scheme, it is estimated that about 23 million tonnes of oil equivalent (MTOE) of fuel would be saved with emission reduction of 100 million tonnes annually.

“Roadmap of Sustainable and Holistic Approach to National Energy Efficiency” (ROSHANEE), a booklet on Revised National Mission for Enhanced Energy Efficiency was launched on 14 May 2019 by Secretary (Power). The document is a detailed action plan till 2030. To align objectives of the erstwhile NMEEE with the revised goals under the NDCs, the mission is revised with the title Roadmap of Sustainable and Holistic Approach to National Energy Efficiency (ROSHANEE). Mission ROSHANEE has a broader vision and takes into account all the potential areas of energy efficiency in key sectors of the economy, covering the macro level in policy and further delineating the respective schemes. The revised mission includes all existing activities of BEE that have contributed significantly towards enhancing energy efficiency and consequent CO₂ mitigation and the activities proposed in future, some of which have been identified and others which need to be explored. Mission ROSHANEE clearly outlines the strategies that needs to be adopted for achieving India’s Nationally Determined Contribution commitments made under the Paris Agreement.

During COP 26 held at Glasgow, U.K. in 2021, one of the Panchamrit was that “By 2030, India will reduce the carbon intensity of its economy to less than 45 per cent”. In order to achieve the 45% target of emission-intensity reduction, preliminary analysis indicate that absolute emissions by 2030 are required to be limited around 4584 MtCO₂e. This means that the overall emissions in the economy would have to be reduced by 3753 MtCO₂e (over the baseline scenario of 2005 level) to successfully meet our revised NDC commitment.

The sectoral break-up under the energy efficiency domain to achieve 2030 targets are given below:

Energy Emissions	Panchamrit Target Savings for 45% EI Reduction (in MtCO ₂ e)
Agriculture	33
Commercial	75
Domestic	116*
Municipal	17

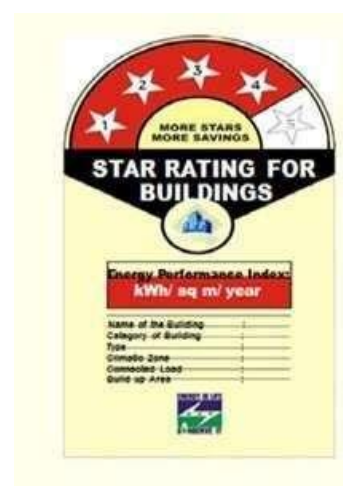
Industrial (including MSME)	312
Transport	187
TPP Conversion Losses	(86)
AT&C Losses	-
Total	740

* In the Domestic sector emission reduction includes contribution due to efficient appliances.

The main sectors which will contribute in this regard are Industry, Transport and Buildings which together shares 90% of the estimated emission reduction of 740 MtCo₂ to achieve 45% from 2005 level.

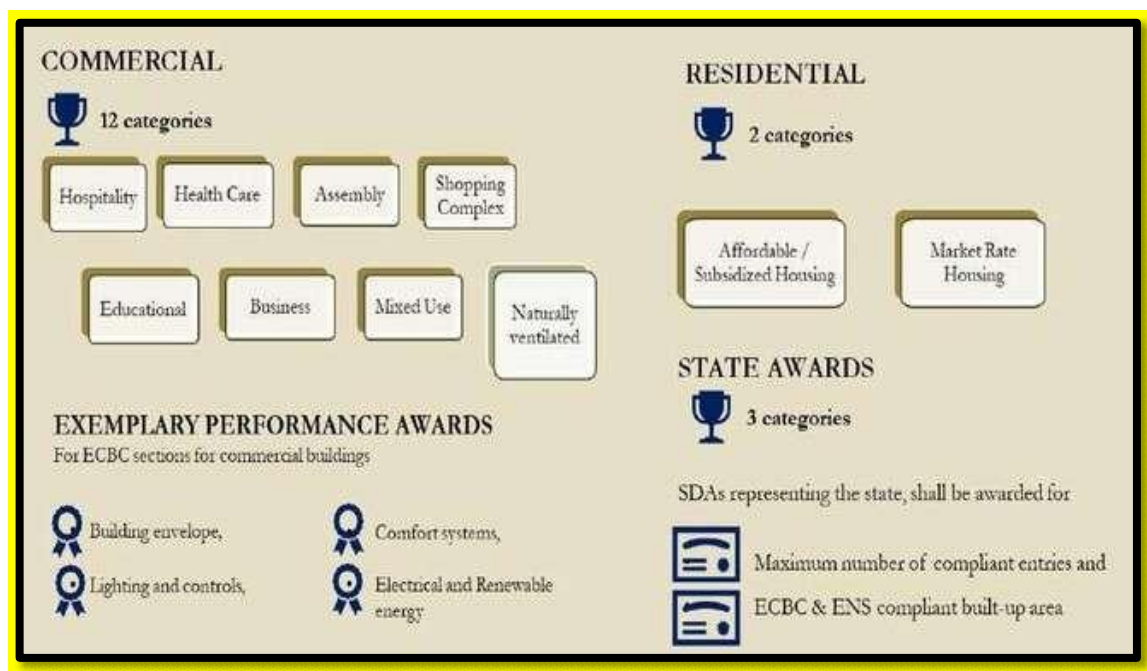
3.3.3 ENERGY CONSERVATION BUILDING CODE (ECBC)

- The Energy Conservation Building Code (ECBC) of BEE sets minimum energy performance standards for commercial buildings having a connected load of 100kW or contract demand of 120 KVA and above. While the Central Government has powers under the EC Act, the State Governments have the flexibility to modify the code to suit local or regional needs and notify them.
- In June 2017, BEE rolled out the updated version of ECBC which provides current as well as futuristic advancements in building technology to further reduce building energy consumption and promote low-carbon growth. ECBC 2017 sets parameters for builders, designers and architects to integrate renewable energy sources in building design with the inclusion of passive design strategies. The code aims to optimise energy savings with the comfort levels for occupants, and prefers life-cycle cost effectiveness to achieve energy neutrality in commercial buildings.
 - As on January 2022, 23 States and Union Territories namely, Andaman & Nicobar, Andhra Pradesh, Assam, Arunachal Pradesh, Goa, Haryana, Himachal Pradesh, Jharkhand, Karnataka, Kerala, Madhya Pradesh, Mizoram, Odisha, Punjab, Puducherry, Rajasthan, Sikkim, Telangana, Tripura, Tamil Nadu, Uttarakhand, Uttar Pradesh and West Bengal have notified ECBC for implementation in their respective states. Further, among the above 23 states and UTs, 11 States namely, Andaman & Nicobar Island, Andhra Pradesh, Karnataka, Kerala, Telangana, Punjab, Uttarakhand, West Bengal, Rajasthan, Haryana, Uttar Pradesh have incorporated ECBC in Municipal Bye-laws. About 50 ULBs have been covered under these states for compliance.
 - Energy Conservation Building Code (ECBC) Cells of BEE, housed at State Designated Agencies (SDAs), are supporting implementation of ECBC at State level. As on August 2021, 48 Urban Local Body (ULBs) from 8 States have incorporated provisions of ECBC for building approval process.
 - Recently, residential building energy conservation code (Eco Niwas Samhita) and labelling program for residential building was launched. In order to promote energy efficiency in residential building sector, “ECO-NIWAS” Portal (www.econiwass.com) has been developed. The scope for energy efficiency improvements in existing buildings is immense. Energy Audit Studies have revealed a savings potential to the extent of 40% in end use such as lighting, cooling, ventilation, refrigeration etc.
 - In order to create a market pull for energy efficient buildings, BEE developed a voluntary Star Rating Programme for commercial buildings which is based on the actual performance of a building, in terms of energy usage in the building over its area expressed in kWh/sq. m/year.



This Programme rates buildings on a 1-5 star scale, with 5-Star labelled buildings being the most energy efficient. Currently the scheme is applicable to 4 categories of buildings i.e. Day use Office buildings, Shopping Malls, BPOs and Hospitals. As on December, 2022, more than 270 buildings have been rated under various categories.

- ANGAN 2022 (Augmenting Nature by Green Affordable Nature- Habitat), an International conference of 3 days organized with the support of the Swiss Agency for Development and Cooperation (SDC) under Indo- Swiss Building Energy Efficiency Project (BEEP). More than 500 participants, 50 National and International speakers, 8 thematic sessions, and 5 plenary sessions were conducted. The objective of ANGAN 2022 was to deliberate on various thematic tracks leading India on the road to Net Zero Energy and Low Carbon Buildings.
- BEE hosted the first National Energy Efficiency Roadmap for Movement towards Affordable and Natural habitat (NEERMAN) Awards. The objective of NEERMAN Award is to acknowledge and encourage exemplary building designs complying with BEE's Energy Conservation Building Codes. The awards are well designed, offers transparency, and are objective and rigorous. Various categories of NEERMAN award are mentioned in fig.



It is estimated that, India will be adding about 1 billion m² of new commercial buildings by 2030 (study conducted by USAID) with increased demands of Air conditioning and lighting in the buildings. Based on the anticipated growth it is projected that if the future building stock is made in compliance with Energy Conservation Building Code (ECBC), about 300BU electricity will be saved by 2030 cumulative. It will translate to peak demand reduction of 15 GW and about 250 mtCO₂e abatement. With the construction of efficient building, it is estimated that Rs. 35,000 crores will be saved.

- Online Star Rating tool for Energy Efficient Homes created to improve energy-efficiency and reduce energy consumption in individual homes. It provides performance analysis to help professionals decide the best options to pick for energy-efficiency of their homes. Training of over 15,000 Architects, Engineers and Government officials on Energy Conservation Building Code (ECBC) 2017 and Eco Niwas Samhita (ENS) 2021).

3.3.4 ENERGY EFFICIENCY AND DEMAND SIDE MANAGEMENT (DSM)- DEMAND SIDE ENERGY EFFICIENCY

- Energy Efficiency and Demand Side Management (DSM) measures in the Energy Sector is a cost-effective tool. Energy Efficiency programs encourage the installation of end-use technologies that consume less energy, thereby reducing and/ or shifting the customers' overall electric bill. Energy Efficiency and DSM programs can help utilities to reduce their peak power purchases on the wholesale market thereby lowering their overall cost of operations.
- The capacity building and other support is helpful for the DISCOMs to implement DSM in their respective areas. Total 62 DISCOMS are covered under the programme. During the period 2012-17, BEE had selected 34 DISCOMs for their capacity building and provided necessary support for the implementation of DSM related activities. During second phase (2017-20), additional 28 DISCOMs were included under this

programme.

- The objective of the programme is to carry out load management programme, development of DSM action plan and implementation of DSM activities in their respective areas.

During FY 2017-20, the major activities are as follows:

BEE has engaged 5 Project Management Consultants (PMCs) zone wise for undertaking activities under “Capacity Building of DISCOMs” programme for the additional 28 DISCOMs and existing 34 DISCOMs. The PMCs have carried out load research studies and development of DSM Action Plan for each of the new DISCOMs and resulted in training of around 1000 officers, 764 Master Trainers on DSM and Energy Efficiency.

The major achievements under Capacity Building of DISCOMs program on Demand Side Management scheme till January, 2023 are as follows.

- DSM regulations have been notified for 24 States and 8 UTs. Remaining states are pursuing to notify their DSM regulations for their respective states.
- On DSM & energy efficiency, 1450 master trainers from senior and middle management officials of DISCOMs have been trained and capacity building of 7650 no. of circle level officials have been trained under this program.
- 69 DSM proposals have been prepared for 53 DISCOMs and submitted to respective DISCOMs for implementation. It is estimated that there is a saving potential of 22919 MW and annual saving of about 62696 MU lies with these 28 DISCOMs and investment requirement is about Rs. 44, 994 Crore.

Energy Efficiency Measures in Agriculture Sector

- Energy Efficiency in Agriculture provides immense opportunity in reducing the overall power consumption, improving efficiencies of ground water extraction and reducing the subsidy burden on the states without sacrificing the service obligation of this sector. Pump set efficiency up-gradation is one of the key aspects of energy efficiency measures in agriculture sector. The mere replacement of existing inefficient pump sets with energy efficient star rated pump sets is proven to deliver savings of 30-40%.



- In order to tap the energy savings potential, Agriculture Demand Side Management (Ag DSM) program was initiated by BEE with an objective to induce energy efficiency in agriculture sector by creating market based framework for implementation of few pilot projects and create awareness among end users & other stakeholders for adoption of energy efficient pump sets (EEPS).
- MOU was signed between BEE and Indian Council for Agricultural Research (ICAR). More than 500 awareness programs have been conducted by Kisan Vigyan Kendras (KVKs) and SDAs with 15,000 farmers trained.

Barriers & Challenges:

- Implementation of AgDSM program promises a lot of benefits for all its stakeholders. However, there are various barriers and challenges that exist at present which needs to overcome in order to realise the actual benefits of the program :
 - Limited Policy dialogues at national and state level on sector reforms regarding developing an integrated energy DSM framework for agriculture.
 - Unsuitable energy pricing for agriculture sector.
 - Limited state level policies to encourage use of energy efficient pump sets
 - Unavailability of local technology / service provider for energy efficient pumps and other accessories.
 - Limited availability of capital to invest in AgDSM projects.

Energy Efficiency Measures in Municipal Sector

Identifying the immense energy saving potential in municipal sector, BEE initiated Municipal Energy Efficiency Programs. The basic objective of the project was to improve the overall energy efficiency of the Urban Local Bodies (ULBs), which could lead to substantial savings in the electricity consumption, thereby resulting in cost reduction/savings for the ULBs. 34 capacity building programs on Energy Efficiency and O&M measures conducted by SDAs with more than 2000 number of officials from ULBs, UDDs and MCs trained in 10 states.

3.3.5 ENHANCING ENERGY EFFICIENCY OF SMALL AND MEDIUM INDUSTRIES (SMES)

- The MSMEs in India are around Sixty-Three million – and a majority of them have not implemented any energy efficiency (or) technology upgradation measures and continue to depend on obsolete, low efficiency technologies that result in wasteful energy consumption, also reducing profitability and competitiveness of MSMEs sector in India.
- Considering the importance of MSMEs in promoting energy efficiency, 'National Programme on Energy Efficiency and Technology Upgradation of MSMEs' has been developed by Bureau of Energy Efficiency. Some of the key achievements are:
 - A knowledge portal namely Simplified Digital Hands- on Information on Energy Efficiency in MSMEs (SIDHIEE) was developed. The portal hosts variety of knowledge resources like case studies, best operating practices, details of latest energy efficient technologies etc.
 - A MoU has been signed between O/o DC, MSME and BEE for joint implementation of the programme titled "Promoting Energy Security of MSME sector".
 - Bureau of Energy Efficiency is implementing Energy Efficiency technologies in many energy intensive clusters of India with the support from Global Environment Facility through UNIDO and World Bank towards common goal of facilitating the development of the SME sector in India through the promotion and adoption of clean, energy efficient technologies and practices. Some of the major achievements of the programs are as below:

**GEF – UNIDO – BEE programme**

- Energy Management Centres have been established under this project in 12 clusters.

- Implementation of more than 50 energy efficient technologies as pilot projects.
- Implemented 17 demo projects in 7 clusters and the project has resulted in annual energy savings of more than 8500 TOE

GEF – WB – BEE programme

- Technical Assistance to around 750 Energy Professionals
- Training Programs for Bankers/FI on energy efficiency projects and appraisals
- More than 5000 MSME units are covered through various awareness and capacity building initiatives
- Annual Energy savings of 25000 TOE with average ROI of 18 months has been achieved

Clean energy technology adoption by MSME sector

- Under the vision for 'Atmanirbhar Bharat' Hon'ble Minister launched "Energy Efficiency Enterprise (E3) Certifications Programme for Brick manufacturing Sector" in March, 2021 to kick-start a series of events from Ministry of Power, Government of India under 'AzadiKaAmritMahotsav'.

3.3.6 AIMING TOWARDS GREENER TRANSPORT SECTOR

Fuel efficiency norms to save energy in transport vehicles

- The Government of India, Ministry of Power, issued average fuel consumption standards for cars on 23rd April 2015. The fuel consumption standards are under implementation from April 2017 onwards, and a second set of standards is implemented from 1st April 2022. The norms were amended to notify revised value of average vehicle mass and were notified in Dec 21.
- The fuel economy norms for HDVs & L&MCVs notified earlier were applicable to the vehicles complying with BS-IV norms. A correction factor is notified in March 2022 for BS-VI complied vehicles. The correction factor is to be multiplied with the equations for deriving target fuel consumption value mentioned in earlier notification.
- Bureau of Energy Efficiency (BEE) under the guidance of Ministry of Power launched Web Portal and Mobile Application, "EV Yatra", on 14th December 2022, the National Energy Conservation Day. The "EV Yatra" web-portal and mobile app are aimed at creating awareness among the EV users and masses at large to promote e-mobility in the country.

Low Carbon and less pollution Fuels

- "Charging Infrastructure for Electric Vehicles - Guidelines and Standards" issued on 14.12.2018 which were revised on 01.10.2019 and thereafter on 08.06.2020 (Battery Swapping stations included in this revision).
- Hon'ble Minister for Road Transport & Highways in the august presence of the Hon'ble Minister of Power launched the "Go Electric" Campaign to spread awareness on the benefits of e-mobility and EV Charging Infrastructure as well as electric cooking in India.
- Under GO ELECTRIC Campaign, States have conducted 52 webinars, 62 roadshows and several other awareness activities such as radio jingles, poster / leaflets distribution, awareness through social media platform, street plays, etc. in coordination with Bureau of Energy Efficiency.
- The Ministry of Railways, with a view to transform Indian Railways (IR) into "Green Railways" has planned to achieve 100 % electrification of Broad Gauge (BG) routes by 2023-24. This will facilitate elimination of diesel traction resulting in significant reduction in its carbon footprint and environmental pollution. As of May 2021, IR has electrified 45,881 route kilometer (RKM) (71 per cent – of total 64,689 RKM BG routes). IR has also introduced Head on Generation (HOG) system, whereby electrical power is fed to the coaches directly from the Over Head Equipment (OHE) through the Locomotive. It eliminates the need for separate diesel fueled power cars in trains and thus reduces the need for pulling extra coaches and increases efficiency, which furthers results in reduction in carbon footprint. To improve energy efficiency in Electric traction, IR has introduced three phase technology in locomotives and Electrical Multiple Units (EMU)/Mainline Electrical multiple units (MEMU), these locomotives and EMU/MEMU rakes are equipped with regenerative braking feature capable to regenerate electricity during braking action which is fed back to grid (15- 20

% improvement in efficiency). From 1st April, 2016 conventional electric locomotives (DC Motor based) were discontinued.

Electric Vehicle Charging Infrastructure and R&D program

- DST is supporting industry-academia collaborations to develop indigenous low-cost technologies like chargers for light Electric Vehicles (2/3 Wheelers), lighter cars, Buses and Trucks.
- DST had conducted a series of stakeholder discussions on EV R&D Program, monitored the EV Charging Standards Program at BIS and participated in the deliberations under the Faster Adoption and Manufacture of Hybrid and Electric Vehicles (FAME) and Phased Manufacturing Program Mission to identify the scope and potential for undertaking R&D Program.

3.3.7 FISCAL INSTRUMENTS

Partial Risk Sharing Facility (PRSF): BEE supports Partial Risk Sharing Facility (PRSF) for Energy Efficiency which is implemented by World Bank through SIDBI in India. PRSF guarantee is for maximum 75% of loan amount or Rs. 15 crore per project, whichever is less. This guarantee scheme is similar to PRGFEE and till date SIDBI has issued 18 guarantees with project cost worth Rs. 275 crore (approx.) and guarantee of worth Rs. 63.45 crore has been issued.

On 28th Nov 2022, IT portal for BEE's Facilitation Centre was launched which will be a single window for industries seeking energy efficiency financing from 22 registered Financial Institutions

3.3.8 STATE DESIGNATED AGENCY

The EC Act mandates creation of a two-tier organization structure to promote the efficient use of energy and its conservation in the country with BEE as the nodal agency at central level and State Designated Agencies (SDAs) as nodal agencies at State / Union Territory (UT) level. Section 15(d) of the EC Act stipulated that the State Government/ UT Administration may designate any agency at the State level to co-ordinate, regulate and enforce the provisions of the Act within the State/UT.

- Till June, 2021, 36 States/UTs have nominated SDA in their respective State/UT. Only two States – Kerala and Andhra Pradesh have established Stand-Alone SDA. However, remaining 34 States/UTs have assigned additional responsibility of facilitation and enforcement of the provisions of the EC Act at the State level to one of their existing agencies/departments, wherein, the SDA shares key facilities / staff / budget with the parent department.

- Functions of SDA:

SDAs have a crucial role to play in promoting energy efficiency among energy consumers in all sectors within the State such as agriculture, building, industry/MSME, municipality, and transport by undertaking the following activities.

- a) Energy Efficiency Demonstration Projects to showcase the effectiveness of energy efficient equipment / appliances / technologies to facilitate large scale replication.
 - b) Outreach / publicity activities for creating awareness and increasing consciousness towards the importance and beneficial impacts of energy efficiency.
 - c) Research and innovation activities on energy efficiency in collaboration with various private organizations, academic / technical / research institutions and laboratories;
- Workshops / capacity building programmes to disseminate latest information relating to specific areas/aspects amongst respective stakeholders and provide them with the required training on Energy Efficiency
 - State Energy Efficiency Index

The Bureau of Energy Efficiency (BEE) has developed the State Energy Efficiency Index program with an objective to help drive Energy Efficiency policies and program implementation at the state and local level; highlight best practices and encourage healthy competition among states and track progress in managing the States and India's energy footprint.

3.3.9 CARBON MARKET

In order to move towards a greener economy, Hon'ble Union Minister of Power and NRE on 22nd October, 2021 announced proposal for National Carbon Market with an objective to involve corporate and private

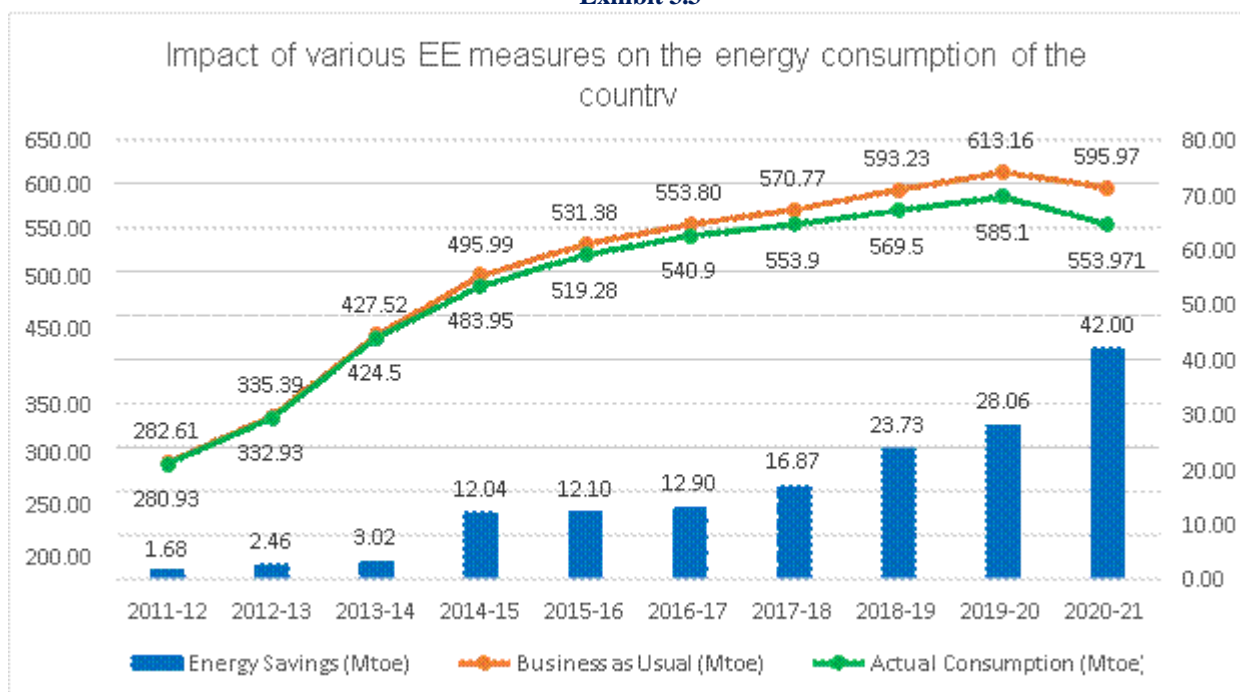
sectors towards energy saving and carbon emission reductions.

Bureau of Energy Efficiency (BEE), under the guidance of the Ministry of Power, and the Ministry of Environment, Forest and Climate Change (MOEFCC) is developing the Indian Carbon Market (ICM). A well-designed, competitive carbon market mechanism can enable the reduction of GHG emissions for a specified target at the least cost, both at the level of each regulated entity, as well as the overall sector and drive faster adoption of clean technologies.

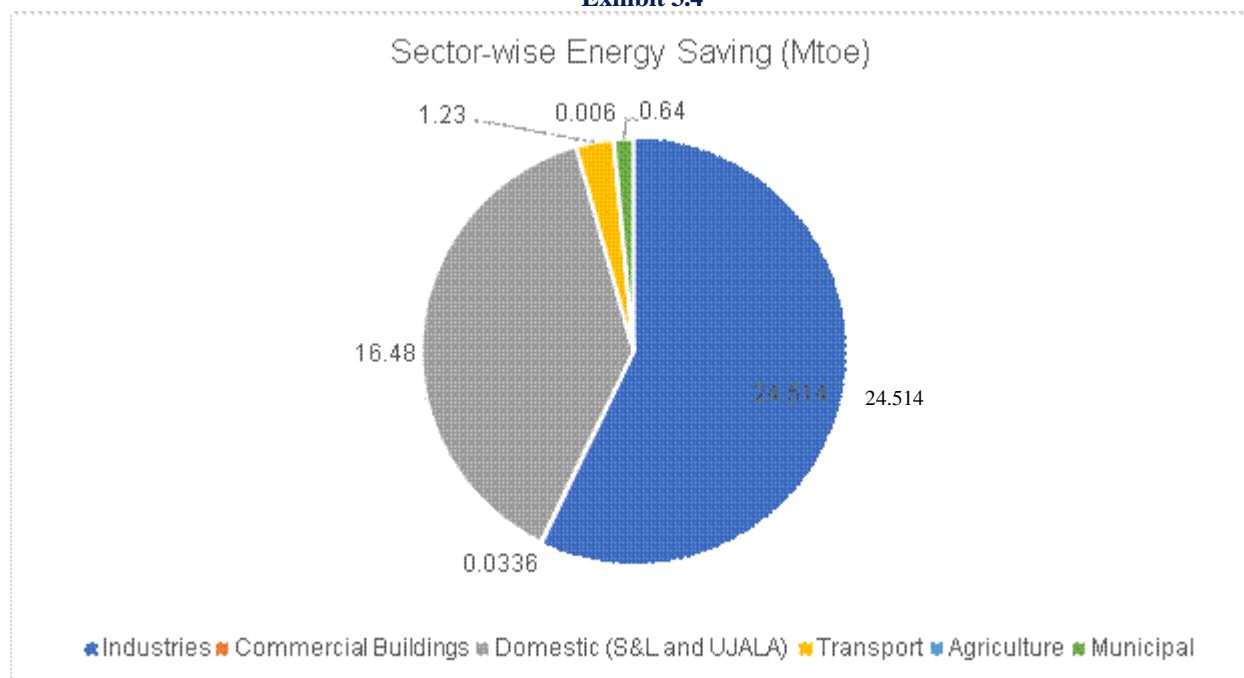
3.4 IMPACT OF VARIOUS EE MEASURES ON THE ENERGY CONSUMPTION OF THE COUNTRY

The total energy consumption and energy savings due to energy efficiency measures are shown in **Exhibit 3.3** below:

Exhibit 3.3

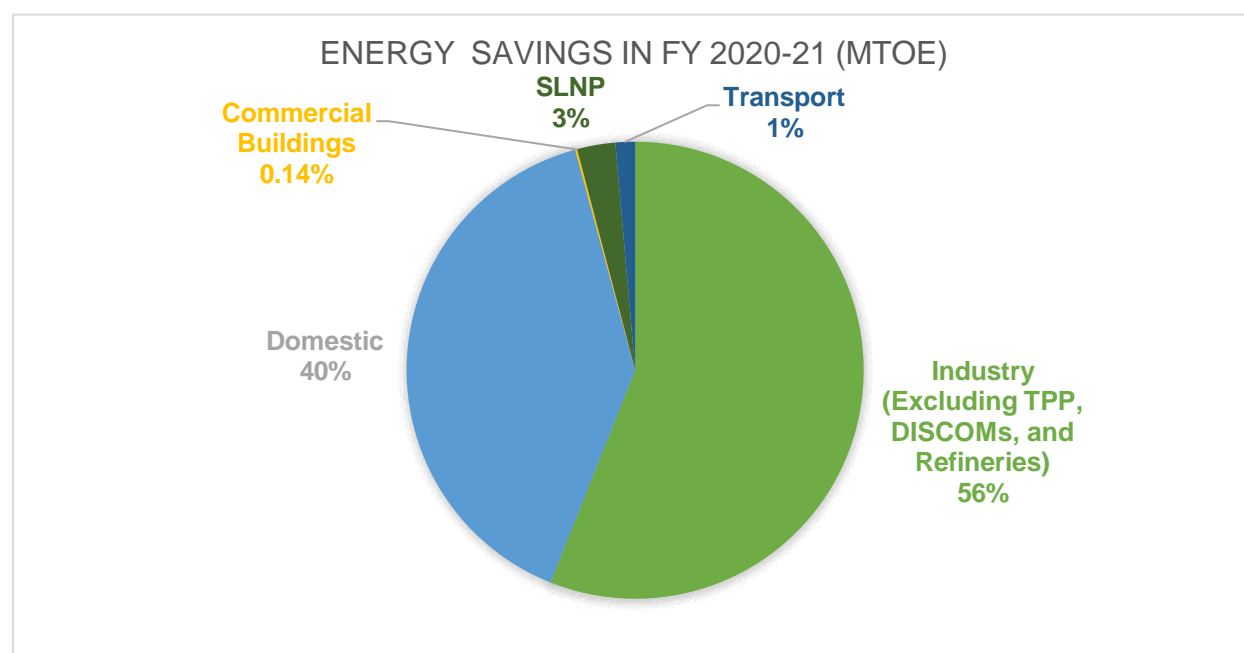


Data Source:- BEE, MOSPI Energy Statistics Report & Impact of Energy Efficiency Measures (2020-21)

Exhibit 3.4

Net savings is **210.00 BUs** i.e. reduction of **9.71%** of net electricity consumption. **Electrical Savings from PAT Supply Side sectors is not considered here**

(Source: Impact of Energy Efficiency Measures (2020-21), BEE)

Exhibit 3.5

Source: Impact of Energy Efficiency Measures (2020-21), BEE

3.5 DETAILS OF ENERGY SAVINGS AND CO₂ EMISSION REDUCTION (2017-21) THROUGH KEY ENERGY EFFICIENCY INITIATIVES BY BEE

Table 3-2

Name of the scheme / Programme	2017-18			2018-19			2019-20			2020-21		
	Energy Saved		Reduction in CO ₂ emission (Million tonnes CO ₂)	Energy Saved		Reduction in CO ₂ emission (Million tonnes CO ₂)	Energy Saved		Reduction in CO ₂ emission (Million tonnes CO ₂)	Energy Saved		Reduction in CO ₂ emission (Million tonnes CO ₂)
	Thermal (MTOE)	Electrical (BU)		Thermal (MTOE)	Electrical (BU)		Thermal (MTOE)	Electrical (BU)		Thermal (MTOE)	Electrical (BU)	
PAT Scheme	9.4	3.0	37.0	11.1	30.3	62.0	14.3	37.9	86.9	21.05	40.09	105.86
SME Programme	0.0	0.0	2.2	0.0		0.1	0.0	0.0	0.1	0.0	0.08	0.14
Standards & Labeling Programme	0.0	48.5	40.0		55.7	45.7	0.0	56.3	46.2	0.0	61.39	50.52
Building Programme	0.0	0.3	0.2		0.1	0.1	0.0	0.2	0.2	0.0	0.392	0.3102
Agriculture DSM Programme	0.0	0.1	0.1		0.2	0.1	0.0	8.7	7.1	0.0	7.34	6.12
Mu DSM (SLNP)		3.7	3.1		5.6	4.6		6.9	5.6		7.40	6.00
Transport	0.0	0.0	0.0		0.9	2.7	1.2	0.0	2.7	0.33	0.0	0.97
Other	0.0	0.0	0.0									
UJALA		31.4	26.0		44.6	36.6		35.0	29.0		47.78	38.70
Total Energy Savings	9.4	86.9	108.5	11.1	137.4	151.8	15.6	145.0	177.9	21.38	164.45	208.62

3.6 PROJECTIONS OF ENERGY SAVINGS

Bureau of Energy Efficiency (BEE) has developed a Strategy Plan towards Developing an Energy Efficient Nation (2017-2031) - Unlocking National Energy Efficiency Potential (UNNATEE) which lays framework and implementation strategy, in the medium term and long term, to establish a clear linkage between energy demand scenarios and energy efficiency opportunities in order to conceptualize a comprehensive roadmap to address India's environmental and climate change commitments.

The breakup of projections of energy savings for utility and non-utility for the years 2022-27 and 2027-32 have been estimated and are shown in **Table 3.3** below:

Table 3.3
Projections of energy savings during 2022-27 and 2027-32

Year	Moderate scenario		Ambitious Scenario	
	Electricity (BU)	Primary Energy (Mtoe)	Electricity (BU)	Primary Energy (Mtoe)
2022-23	159	28.95	214	43.8
2023-24	171	34.79	230	52.52
2024-25	184	40.98	247	61.71

2025-26	198	47.53	265	71.41
2026-27	213	54.98	285	81.67
2027-28	229	61.85	306	92.51
2028-29	246	69.67	328	103.99
2029-30	265	77.99	353	116.15
2030-31	285	86.83	379	129.04
2031-32	304	107	404	160

3.7 MEASURES TO BE ADOPTED TO ACHIEVE THE TARGET

Table 3.4

SN	Area	Programme	Broad Activity
1	Policy and Institutional framework	Energy Conservation Act (EC Act)	Propose amendment to the EC Act, 2001, for streamlining and enhancing the scope of the Act
		Strengthening institutional framework	Institutional set-up of the Bureau of Energy Efficiency
			Strengthening of State Designated Agencies/establishment of State BEEs
			Cooperation with International Bodies
2	Industries	Perform Achieve and Trade (PAT)	Expanding coverage of the scheme to other sectors. Introducing a similar programme for Small and medium scale Enterprises (SME)
		Energy Conservation guidelines and manual	Preparing guide materials for industry for strengthening energy conservation through operational and maintenance practices
		Promoting energy efficient technologies	Promoting uptake of emerging technologies, e.g. Waste Heat Recovery/ co-generation/ tri-generation/micro turbine, etc.
		Benchmarking	Initiate periodic benchmarking and energy efficiency gap assessment for industrial sectors.
		Database of Energy Efficiency technology	Creation of a public database of Energy Efficiency technology suppliers, to be updated periodically
3	Small & Medium Enterprise	SME cluster programme for Energy Efficiency	Promotion of innovative demo projects and capacity building of SMEs
		Low Carbon technologies	Promotion of innovative low carbon technologies in the SME cluster
		Brick Kilns	Market transformation for energy efficient bricks
		SAMEEEKSHA	Knowledge sharing and synergizing the efforts of various organizations and institutions
4	Equipment and appliances	Standards and Labeling Programme	Widen coverage of the current scheme, specify norms and standards for industrial processes, and digitization of S&L database
		Super Energy Efficient Programme	Market transformation for super-efficient equipment/appliances
		Energy Conservation	Strengthening states institutions to operationalize Commercial and Residential Building Codes

5	Buildings	Building Code	
		Buildings under PAT	Improving energy performance index of buildings through mandatory targets
		Energy Efficiency label	Develop energy efficiency labels for buildings
		Financing incentives under buildings	Promoting Energy Efficiency in buildings through financial incentives
6	Demand Side Management (DSM) and Data analytics	DSM activities	Widen coverage of the current scheme for AgDSM and MuDSM
7	Sustainable Transportation Network	Vehicle Fuel Efficiency Programme	Develop fuel efficiency norms and standards for vehicles
		Energy Efficiency in Railways	Improving energy efficiency in Railways through PAT scheme
		Electric vehicles	Develop market approaches to enhance EV affordability and promote public private partnerships
		Standards for EVs and charging station	Prescribing minimum energy performance standards for EVs and charging stations
		Labeling program for vehicles	Labeling of the vehicles on their fuel efficiency levels
		Alternative Fuel	Promoting the use of alternate technologies in the transport sector, e.g., hydrogen fuel cell
8	Agriculture sector	Technology	Encourage uptake of energy efficient technology through development of norms and standardizing technology to aid development of business models viz, Cold Chains, farm machinery and agricultural pumping
		Knowledge sharing	Disseminating the knowledge on Energy Efficiency among users through relevant universities, demo projects, etc.
		Innovative financing	Developing/ integrating innovative financing schemes focusing exclusively on energy efficiency in agriculture sector
9	Capacity building and	Capacity Building of DISCOMs	Promoting use of analytical tool to assess data for load management, demand shift, etc. to formulate DSM action plan and implementation of DSM activities
		Awareness in school Children	Module on Energy Efficiency for school children
			National level Painting competition for school children
			Energy Clubs in schools
		Certification Examination for Energy Managers and Energy Auditors	Enhancing the curriculum; accreditation and empanelment of auditors
		ESCO	Improving capacity through workshops, trainings etc.
		Energy Management System	Promoting Energy Management by encouraging ISO 50001 adoption

	awareness	National Energy Conservation Award (NECA)	Expand the scope of NECA to more sectors
		Capacity building of operators and supervisors	Dedicated training modules for the operators and supervisors of utilities, Open Online Course
		Campaign for Optimum Space Cooling	Generating consumer awareness and benefits in maintaining air conditioning temperature at 24 ⁰ C or more
10	Knowledge Management	Knowledge sharing/ Exchange Platform	Sectoral platforms to be operationalized for better and accelerated learning by the sectors including peer to peer learning, Open Online Course
11.	Finance	Mobilize energy efficient investment	To set up Energy Efficiency Financing Department in Power Finance Corporation (PFC) and execute interest subvention scheme and credit guarantee scheme for promoting energy efficiency financing in industries sector.
			To set up energy efficiency financing cells in few nationalized banks which will help banks in identifying and appraising EE projects
			Partial Risk Sharing Facility (PRSF) to support ESCO projects by issuing partial risk guarantees to EE loans.
			Energy Efficiency Financing Facility (EEFF) is to provide direct financing of EE loans by IREDA and PFC.
		Other initiatives	New financing initiatives like financing through Micro Financing Institutions (MFIs), absorption of transaction cost of FIs for small projects, Green bonds, etc. to support energy efficiency financing for Industries, MSMEs, buildings and any other areas having substantial energy saving opportunities.
12	Research & Development (R&D)	Research & Development and Innovation	Promote public/private partnerships, incubators and accelerators, basic R&D on energy efficient technology
13	Monitoring Reporting & Verification (MRV)	Monitoring, Reporting and Verification (MRV)	Standardized baseline establishment and assessment of savings for ESCO projects and further refinements in M&V guidelines under PAT

The investment potential of the country in order to achieve the potential energy efficiency saving target is estimated to be between INR 10 lakh cr. to INR 13 Lakh cr. By adoption of energy efficiency measures, India holds a potential to reduce 438 MtCO₂ to 623 MtCO₂ by 2030.

3.8 INITIATIVES OF GOVERNMENT FOR ENHANCING ENERGY EFFICIENCY AND FOR DECARBONISATION OF THE POWER SECTOR

I. Adoption of ultra-super critical/ super-critical technology in thermal generation:

Ultra supercritical & Supercritical units are designed with higher steam parameters of 280 kg/cm² at 600/600°C and 247kg/cm² at 565/593 °C respectively. With the higher steam parameters of ultra-super critical/ supercritical units, the efficiency of these ultra-supercritical and supercritical units would be 9% and 5% respectively higher than the efficiency of present typical 500 MW sub-critical units. This would lead to corresponding savings in coal consumption and reduction in GHG emissions. The thermal units in the country so far have largest size unit capacity of 800 MW. 91 Nos. ultra supercritical/ supercritical units of sizes varying between 660 to 800MW with a total capacity of 63030 MW (including 2 units of ultra-supercritical of capacity of 1320MW) till 31.12.2022 have been commissioned and 28500 MW ultra-supercritical/ supercritical units capacity are under construction (excluding construction of 9,900 MW which is held up due to various reasons). In future, coal based capacity addition would be mainly through ultra-super critical / supercritical units.

Higher size units of 660-800 MW based on ultra-super critical/ supercritical technology will not only accelerate pace of capacity addition but will have lesser impact on environment due to lower CO₂ & SO_x emissions per unit

of electricity generated. Emissions of other pollutants like NO_x & SPM would also reduce with adoption of latest technologies of low NO_x burners, efficient ESPs etc. Higher efficiency, besides leading to corresponding savings in coal consumption, would also lead to lower ash generation. The land requirement for ash dump areas would also correspondingly reduce and there would be reduction in auxiliary power consumption.

The national average thermal efficiency of coal/lignite based power plants has increased from 34.94% in 2015-16 to about 35.69% in 2019-20. It is expected that the efficiency of coal based generation would further improve in the period 2022-27 due to commissioning of ultra super critical / supercritical units.

II. Renovation and Modernization (R&M) & Life Extension (LE) of existing old power stations: R&M and LE works of Thermal capacity of 16,146 MW and 7202MW have been completed in 11th Plan and 12th Plan period respectively. During the years 2017-22 R&M and LE works of Thermal capacity of 14,929 MW has been considered.

The R&M and LE/uprating works of Hydro capacity of 5841 MW, 4149 MW and 2023 MW have been completed in 11th Plan, 12th Plan and during the years 2017-22 respectively. During the years 2022-27 renovation, modernization, uprating and life extension works of Hydro Power plants of capacity of 11737 MW (tentative) are planned.

III. National Hydrogen Mission

Hydrogen has found various applications in the end-user industry, for power generation and as a clean fuel. Extensive research is supported by the Ministry of New and Renewable Energy on production of hydrogen from renewable energy sources, its safe and efficient storage and its utilization for energy and transport through combustion and fuel cells.

Hydrogen is the most abundant element on the planet. Most of the hydrogen is produced from fossil fuels by steam reforming or partial oxidation of methane and coal gasification with only a small quantity by alternative routes such as biomass gasification or electrolysis of water or with no carbon emissions. Green hydrogen is produced using renewable energy and electrolysis to split water and is distinct from grey hydrogen (which is produced from methane and releases greenhouse gases into the atmosphere).

India has also launched the National Hydrogen Energy Mission to enable cost competitive green hydrogen production. India would be conducting competitive bids for green hydrogen to pave the road for viable usage of hydrogen as a fuel. But, the world needs to come up with more electrolysis plants to bring down the costs.

3.9 CONCLUSION AND RECOMMENDATIONS

1. Having notified the DSM regulations, the DISCOMs may be encouraged to prepare action plan. The DISCOMs may be suitably incentivized to implement energy efficiency projects like lighting, air-conditioning, agricultural pumps, refrigerators and ceiling fans etc.
2. Develop strong coordination of energy policy across the different ministries at the Central Government level.
3. Ensure more alignment between the Central Government and the States on key energy efficiency related activities.
4. Encourage SME sector to adopt clean energy technologies.
5. Deployment of policy on Electric Vehicle Charging infrastructure at state level may be encouraged.
6. Enhance efforts to promote adoption of Electric cooking.
7. Improve the collection, consistency, transparency and availability of energy data across the energy system at Central and State Government levels.
8. In distribution, encourage implementation of ToD Tariffs for industries and commercial consumers in phased manner and include domestic consumers subsequently.
9. Voluntary carbon markets should be considered within the existing regulatory framework of the PAT scheme through limited modifications, to enhance private sector participation in energy transition.

Annexure 3.1

STATE ENERGY-SAVING TARGET (IN MTOE) BY 2032

State/ UT	Domestic	Commercial	Industrial	Municipal	Transport	Agriculture	Total
Chandigarh	0.0382	0.0320	0.0456	0.0012	0.0172	0.0000	0.1342
Delhi	0.8939	0.4925	1.4234	0.0394	0.5393	0.0012	3.3910
Haryana	0.5196	0.2561	2.1055	0.0320	0.7031	0.3805	3.9980
Himachal Pradesh	0.1096	0.0443	0.7326	0.0209	0.1244	0.0049	1.0355
Jammu and Kashmir	0.1428	0.0640	0.3349	0.0234	0.2093	0.0148	0.7893
Punjab	0.4888	0.2389	1.4862	0.0246	0.5098	0.4593	3.2075
Rajasthan	0.6169	0.2844	2.7975	0.0850	1.0232	0.7954	5.6024
Uttar Pradesh	1.4628	0.3595	3.6976	0.0960	1.9701	0.5307	8.1155
Uttarakhand	0.1244	0.0788	1.3175	0.0148	0.1182	0.0074	1.6623
Chhattisgarh	0.2573	0.0825	1.4948	0.0135	0.2500	0.1613	2.2607
Gujarat	0.6932	0.3054	7.2314	0.0813	0.7006	0.4568	9.4675
Madhya Pradesh	0.4827	0.1896	1.7731	0.0616	1.0232	0.7597	4.2911
Maharashtra	2.1449	0.9727	10.0302	0.1625	2.1880	1.1254	16.6250
Daman and Diu	0.0025	0.0037	0.0332	0.0000	0.0000	0.0000	0.0406
Dadra and Nagar Haveli	0.0025	0.0025	0.1022	0.0000	0.0000	0.0000	0.1071
Goa	0.0517	0.0246	0.3755	0.0000	0.0431	0.0012	0.4962
Andhra Pradesh	0.5898	0.1712	2.0747	0.0308	1.4234	0.4519	4.7405
Telangana	0.7055	0.3398	2.0784	0.0406	0.9222	0.4753	4.5620
Karnataka	1.3754	0.4297	3.5942	0.1305	1.2867	0.7622	7.5799
Kerala	0.6748	0.2894	1.6512	0.0222	0.9087	0.0197	3.5658
Tamil Nadu	1.5182	0.6624	4.9769	0.1367	1.3815	0.4642	9.1399
Puducherry	0.0345	0.0135	0.1773	0.0037	0.0172	0.0025	0.2475
Lakshadweep	0.0012	0.0012	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0012
Bihar	0.3349	0.0800	0.8779	0.0037	0.6784	0.0246	1.9984
Jharkhand	0.2019	0.0357	1.4148	0.0099	0.3842	0.0086	2.0550
Odisha	0.3041	0.1022	1.8051	0.0086	0.5479	0.0197	2.7877
West Bengal	0.8361	0.3805	3.4612	0.0517	2.0169	0.0776	6.8226
Sikkim	0.0086	0.0037	0.1404	0.0000	0.0135	0.0000	0.1675
Andaman and Nicobar Islands	0.0037	0.0049	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0086
Arunachal Pradesh	0.0123	0.0025	0.0566	0.0000	0.0197	0.0012	0.0923
Assam	0.1761	0.0628	0.8619	0.0037	0.3078	0.0086	1.4197
Manipur	0.0172	0.0025	0.0332	0.0012	0.0234	0.0012	0.0788
Meghalaya	0.0197	0.0062	0.1207	0.0012	0.0369	0.0000	0.1859
Mizoram	0.0123	0.0025	0.0431	0.0025	0.0172	0.0000	0.0763
Nagaland	0.0172	0.0049	0.0296	0.0000	0.0222	0.0012	0.0751
Tripura	0.0234	0.0049	0.1071	0.0049	0.0259	0.0025	0.1687
Total (all India)	14.90	6.03	58.49	1.11	19.45	7.02	107.00

CHAPTER 4

DEMAND PROJECTION

4.0 INTRODUCTION

Demand assessment is an essential prerequisite for planning of generation capacity addition and commensurate transmission and distribution system to meet future electricity requirement. Reliable planning of capacity addition for the future largely depends on accurate assessment of future electricity demand. This chapter looks into the aspects related to “Demand Projection” for the period of 2022-27 and 2027-32.

4.1 DEMAND ASSESSMENT BY CENTRAL ELECTRICITY AUTHORITY- ELECTRIC POWER SURVEY COMMITTEE

The electricity demand of the country is assessed periodically by the Electric Power Survey Committee (EPSC), taking into account the actual electricity demand incident on the system in the past years, planned policies and under implementation policies and programs of the Government, various developmental activities projected in future, impact of energy conservation measures, etc. To reassess the electricity demand of the country, the 20th Electric Power Survey Committee (EPSC) was constituted by CEA in May, 2020. The terms of reference of the Committee were as under:

- i. To forecast the year- wise electricity demand for each State/ UT, Region and for the country for the years 2021-22 to 2031-32.
- ii. To project the perspective electricity demand for each State/ UT, Region and for the country for the year 2036-37 and 2041-42.

The EPSC has wide representation from the stake holders in the power sector with representatives from Niti Aayog, Ministry of Power, Bureau of Energy Efficiency, NTPC, NHPC, REC, BBMB, State Transmission Companies, Electricity Departments, TERI, FICCI, CII, NCAER, etc. Based on the way forward suggested by the EPSC, Electricity demand projections have been done for Discoms/States/UTs/Regions and for the country through Partial End Use Method (PEUM) for the years 2021-22 to 2031-32. The 20th Electric Power Survey (EPS) report was published by CEA in November 2022.

4.2 METHODOLOGY ADOPTED

Partial End Use Methodology (PEUM), which is a combination of time series analysis and End Use Method, has been used to project electricity demand of the country for 20th EPS. PEUM is a “bottom-up” approach focused on end-uses or final energy needs of a user. Under this method, time series analysis has been done to derive growth indicators giving higher weightage to the recent trends so as to consider the benefits of energy conservation initiatives and technological changes. Apart from general growth trends assessed from the past data, the likely impacts of various emerging aspects and government initiatives/policies such as energy efficiency measures, penetration of electric vehicles, solar roof top, National Hydrogen Mission, PM KUSUM Yojna etc. have also been factored in while assessing the electricity demand in future.

4.2.1 Data For Carrying Out Electricity Demand Projection

For carrying out electricity demand projection, the annual category-wise electricity consumption data (Domestic, Commercial, Irrigation, Industrial, etc.), Transmission and Distribution losses, Open Access & Peak Demand for the period from 2010-11 to 2020-21 were furnished by the Discoms/Utilities/ Electricity Departments of the States / UTs. State/UT wise annual statements of power supply position brought out by CEA indicating actual electrical energy requirement & availability, peak electricity demand & peak met and inter-regional & all-India diversity factors were also studied and considered for the demand forecast.

The 20th EPS covers the electricity demand projection for the next 20 years. viz. year- wise projections from 2021-22 to 2031-32 and perspective electricity demand projection for the years 2036-37 and 2041-42. The medium/long term projection of electricity demand has been done for 73 Discoms, 36 States/UT's, 5 Regions and for the country.

4.3 OVERVIEW OF ELECTRICITY DEMAND PROJECTION

4.3.1 Electricity Demand Projections From 2021-22 To 2031-32 On All-India Basis

The electricity consumption on all-India basis during the year 2021-22, 2026-27 and 2031-32 has been assessed as 1138.4 BU, 1610.1 BU and 2133.4 BU respectively. The electrical energy requirement on all-India basis during the year 2021-22, 2026-27 and 2031-32 has been assessed as 1381.6 BU, 1907.8 BU and 2473.8 BU respectively. The peak electricity demand has been estimated as 203.1 GW during the year 2021-22; 277.2 GW during 2026-27 and

366.4 GW during the year 2031-32. The electrical energy consumption, T&D losses, electrical energy requirement,

annual load factor and peak electricity demand for the years 2021-22, 2026-27 and 2031-32 is summarized in Table 4.1.

Table 4.1

Electrical energy consumption, T&D losses, electrical energy requirement and peak electricity demand for the years 2021-22, 2026-27 and 2031-32 on all-India basis as per 20th EPS Report

Particulars	Year			CAGR (in %)	
	2021-22	2026-27	2031-32	2021-22 to 2026-27	2026-27 to 2031-32
Total Energy Consumption - MU	11,38,408	16,10,053	21,33,380	7.18	5.79
T&D losses - MU	2,43,237	2,97,782	3,40,396		
T&D losses (Ex- Bus) - %	17.60	15.61	13.76		
Energy Requirement (Ex-Bus) - MU	13,81,646	19,07,835	24,73,776	6.67	5.33
Annual Load Factor - %	77.65	78.57	77.07		
Peak Electricity Demand (Ex-Bus) - MW	2,03,115	2,77,201	3,66,393	6.42	5.74

As evident from **Table 4.1**, CAGR of electrical energy requirement from 2021-22 to 2026-27 and from 2026-27 to 2031-32 is expected to be 6.67 % and 5.33 % respectively. The CAGR of electrical energy requirement in the country from the year 2016-17 to 2020-21 was 3.78%.

CAGR of electrical energy consumption from 2021-22 to 2026-27 and from 2026-27 to 2031-32 is expected to be 7.18 % and 5.79% respectively. The percentage increase in electrical energy requirement is less than the increase in electricity consumption on account of reduction in T&D losses.

4.3.2 Region-wise electricity demand projection for the years 2021-22, 2026-27 and 2031-32

The region-wise summary of electrical energy requirement and peak electricity demand for the years 2021-22, 2026-27 and 2031-32 is given in **Table 4.2**.

Table 4.2

Region-wise energy requirement & peak demand for the years 2021-22, 2026-27 and 2031-32 as per 20th EPS Report

Region	Energy Requirement (in MU)			Peak Demand (in MW)		
	2021-22	2026-27	2031-32	2021-22	2026-27	2031-32
Northern Region	4,18,188	5,92,312	7,73,545	73,367	97,898	1,27,553
Western Region	4,28,994	5,96,793	7,63,198	65,437	89,457	1,14,766
Southern Region	3,51,611	4,60,853	5,96,557	61,165	80,864	1,07,259
Eastern Region	1,64,542	2,32,971	3,08,103	26,043	37,265	50,420
North Eastern Region	18,312	24,904	32,373	3,437	4,855	6,519
All India	13,81,646	19,07,835	24,73,776	2,03,115	2,77,201	3,66,393

State/UT-wise details of electrical energy requirement (ex-bus) and peak electricity demand for the years 2021-22, 2026-27 and 2031-32 is given at **Annexure-4.1** and **Annexure-4.2** respectively.

The electricity demand projection carried out by the Electric Power Survey Committee, covers electricity demand only for the utility system. The projections do not include the portion of electricity demand of Industries and other consumers that would be met from captive power plants.

4.4 CAPTIVE POWER PLANTS (CPP)

Large number of captive power plants including co-generation power plants of varied types and sizes exist in the country which are either utilized in process industry or for in-house consumption. A number of industries do not want to depend upon grid power and have set up their captive power plants so that reliable and quality power is available to them. Some captive plants are also installed as standby units for operation only during emergencies when the grid supply is not available. Captive power plants including co-generation power plants, therefore play a supplementary role in meeting the country's electricity demand.

4.4.1 Installed Capacity and Electricity Generation from Captive Power Plants

Captive plants over the years have evolved from plants owned by single promoters to group captives to the medium of maximizing the benefit by selling their surplus power. The Installed Capacity of Captive Power plants (1 MW and above) has grown substantially from 588 MW in 1950 to 78508 MW as of March, 2021. The gross energy generated by CPPs was 224833 MU in 2020-21. The details are indicated **Table 4.3**.

Table 4.3

CPPs Installed Capacity (1MW & above as on 31.03.2021)

S. No.	Type	Installed Capacity (MW)	Gross Generation (MU) in 2020-21
1	Hydro	131	339
2	Steam	47,760	193,143
3	Diesel	17,563	2,504
4	Gas	7,361	21,684
5	RES (Solar, Wind etc.)	5,694	7,158
	Total	78,508	224,833

In view of the thrust being given to captive plants and encouraging feeding of surplus electricity into the grid, the captive power plants have also been feeding electricity into the grid. Details of the same are given in **Table 4.4**.

Table 4.4

Electrical Energy Generation, Self-Consumption of CPPs and Electricity Exported to Utilities (in MU)

	Energy Generated	Auxiliary Consumption	Net Generation	Export to Utilities	Self-Consumption
2015-16	1,68,372	14,693	1,53,680	15,853	1,37,827
2016-17	1,72,046	14,887	1,57,159	10,070	1,47,090
2017-18	1,79,777	16,152	1,63,625	13,329	1,50,296
2018-19	2,13,074	17,256	1,95,818	23,364	1,72,454
2019-20	2,39,567	17,755	2,21,812	26,072	1,95,739
2020-21	2,24,833	14,939	2,09,894	21,336	1,88,558

With improvement in grid supply, the industries may shift to grid supply rather than consuming electricity from captive power plants. However, since the electricity tariff for industrial and commercial consumers is high at present as these are cross-subsidizing small consumers, it may be cheaper for industrial and commercial consumers to take power from their captive power plants. Therefore, growth has still been observed in captive power plant installation and similar trends are expected in future.

The summary of self-consumption of electrical energy from CPPs is given in **Table 4.5**.

Table 4.5

Forecast of energy consumption (self-use) from CPP generation

CPP s	Year	
	2026- 27	2031- 32
Self-Electrical Energy of CPPs (in MU)	3,68,54 9	6,01,66 0

4.5 CONCLUSION

The electrical energy requirement and peak electricity demand on all-India basis has been taken as per the 20th EPS Report to work out the generation capacity addition requirement. The EPS exercise involves all stakeholders and an extensive exercise has been done. Distribution company wise electricity demand projection has been carried out to arrive at the State, region and the all- India electricity demand projection. Electrical energy requirement and peak electricity demand on all-India basis adopted for generation expansion planning exercise is as under:

Year	Electrical Energy Requirement (MU)	Peak Electricity Demand (MW)
2026-27	19,07,835	2,77,201
2031-32	24,73,776	3,66,393

Annexure 4.1

State/UT wise Electrical Energy Requirement (MU) at Power Station Bus Bar (Utilities)

State	2021-22	2026-27	2031-32
Chandigarh	1,606	1,911	2,157
Delhi	31,527	42,566	52,792
Haryana	55,535	82,981	1,14,636
Himachal Pradesh	12,115	15,238	18,807
J&K	19,324	22,507	28,294
Ladakh	190	321	551
Punjab	62,851	81,959	1,04,928
Rajasthan	89,918	1,33,550	1,71,883
Uttar Pradesh	1,29,580	1,91,138	2,53,974
Uttarakhand	15,541	20,142	25,524
Northern Region	4,18,188	5,92,312	7,73,545
Chhattisgarh	31,948	47,208	63,436
Dadar Nagar Haveli	6,848	9,559	11,919
Daman & Diu	2,615	3,437	4,355
Goa	4,456	5,512	6,847
Gujarat	1,23,788	1,82,507	2,42,993
Madhya Pradesh	86,521	1,28,844	1,68,854
Maharashtra	1,72,818	2,19,726	2,64,793
Western Region	4,28,994	5,96,793	7,63,198
Andhra Pradesh	68,438	98,162	1,37,022
Karnataka	72,799	88,232	1,05,970
Kerala	26,626	33,903	42,885
Lakshadweep	56	66	77
Puducherry	2,907	3,436	3,947
Tamil Nadu	1,09,914	1,44,086	1,86,106
Telangana	70,871	92,967	1,20,549
Southern Region	3,51,611	4,60,853	5,96,557
A&N	338	368	394
Bihar	36,239	58,256	82,876
DVC	16,630	23,087	31,211
Jharkhand	18,355	25,463	33,799
Odisha	38,344	48,627	59,286
Sikkim	616	819	1,093
West Bengal	54,020	76,352	99,443
Eastern Region	1,64,542	2,32,971	3,08,103

AP	875	1,117	1,397
Assam	10,869	15,151	20,285
Manipur	1,029	1,363	1,794
Meghalaya	2,264	2,711	3,134
Mizoram	823	1,252	1,816
Nagaland	867	1,088	1,299
Tripura	1,585	2,222	2,648
North Eastern Region	18,312	24,904	32,373
All India	13,81,646	19,07,835	24,73,776

Annexure 4.2

State/UT wise Peak Electricity Demand (in MW) at Power Station Bus Bar (Utilities)

State	2021-22	2026-27	2031-32
Chandigarh	428	492	563
Delhi	7,329	9,460	12,222
Haryana	12,137	16,337	21,644
Himachal Pradesh	2,033	2,571	3,190
J&K	3,000	3,566	4,633
Ladakh	61	85	120
Punjab	13,558	16,925	20,587
Rajasthan	15,803	21,175	27,032
Uttar Pradesh	24,991	33,017	44,066
Uttarakhand	2,474	3,249	4,159
Northern Region	73,367	97,898	1,27,553
Chhattisgarh	5,029	7,081	9,713
Dadar Nagar Haveli	892	1,273	1,617
Daman & Diu	373	493	631
Goa	703	901	1,128
Gujarat	19,457	27,710	36,287
Madhya Pradesh	15,941	21,592	27,386
Maharashtra	28,083	36,376	44,622
Western Region	65,437	89,457	1,14,766
Andhra Pradesh	12,563	17,758	24,387
Karnataka	14,841	17,810	21,613
Kerala	4,390	5,549	6,967
Lakshadweep	11	13	15
Puducherry	473	567	652
Tamil Nadu	16,899	21,736	28,291
Telangana	14,176	19,529	27,059
Southern Region	61,165	80,864	1,07,259
A&N	60	67	75
Bihar	6,923	10,553	15,159
DVC	3,081	4,220	5,649
Jharkhand	2,835	3,808	4,997
Odisha	5,645	7,630	9,782
Sikkim	134	179	241
West Bengal	9,090	12,891	16,824
Eastern Region	26,043	37,265	50,420
AP	170	223	282
Assam	2,138	3,045	4,128
Manipur	260	344	448
Meghalaya	408	492	575
Mizoram	157	231	331
Nagaland	155	195	235
Tripura	329	531	731
North Eastern Region	3,437	4,855	6,519
All India	2,03,115	2,77,201	3,66,393

CHAPTER 5 GENERATION PLANNING**5.0 INTRODUCTION**

India's demand for electricity has been growing steadily as electricity being the key enabler for achieving socio- economic development of the country. Generation capacity addition along with other measures to meet the ever- increasing demand for electricity has been the top priority of the country. However, with the growing concerns on environment and climate change the options available for power generation have shown a significant shift globally, changing the generation capacity mix. India being an active participant globally has shown initiative towards sustainable development and cleaner environment. Intermittent but clean sources of power generation have been affordable and are playing significant and prominent role in meeting the demand. Generation expansion planning studies can help in determining the generation capacity mix which is economically viable, environmentally sound and socially just in order to satisfy the future electricity demand. This chapter highlights the Principles and Methodology of Generation Planning adopted to assess the capacity addition required by the end of year 2026-27 and 2031-32 keeping in view the shift.

5.1 RESOURCES FOR POWER GENERATION IN INDIA

Coal has been the major source for power generation in our country thus far but the environmental concerns coupled with abundance of solar and wind resources available in the country along with reduction in their cost have opened up opportunities to exploit these resources to the fullest possible extent, keeping in view the grid stability and security.

Presently, the following options are available for Power Generation:

- Conventional Sources – Coal and lignite, Nuclear, Natural gas
- New and Renewable Energy Sources- Solar, Wind, Biomass, large and small Hydro, Geothermal, Waste to energy, etc.
- Storage Sources – Pumped Storage Systems, Battery energy Storage System, Green Hydrogen etc.

5.2 GENERATION SOURCES IN INDIA**5.2.1 Coal/Lignite**

Coal based power generation is the backbone of Indian Power sector and may continue to play a significant role in power generation in the country due to the abundant availability of domestic coal. However, environmental concerns necessitate the adoption of clean coal technologies, such as supercritical and ultra-super critical technologies. The coal, including lignite based installed capacity was 2,10,700 MW as on 31.03.2022 which was almost 52.7% of the total installed capacity in the country. The coal based capacity has decreased marginally to 2,10,395.5 MW as on 31.12.2022 which comes to almost 51.3% of the installed capacity in the country. Growing environmental concerns and global thrust on adoption of clean generation technologies is going to have an impact on share of coal based installed capacity in the country in foreseeable future, though the share of coal-based generation may continue to be high. Operation of coal- based plants in a more flexible mode, unlike as base load stations earlier, needs to be emphasized in the wake of huge intermittency and variability of renewable based generation.

5.2.2 Gas

Gas-based capacity has the capability of fast ramp-up and ramp-down. The advantage of fast ramping capability becomes more important in view of large-scale integration of renewable energy. Modern combined cycle gas turbines (CCGTs) have high efficiency of around 55% as compared to coal-based plants (Gross efficiency of supercritical units is about 40%). Gas turbines/Engines could be operated in a manner to maximize the output during the peak hours and minimize during the off-peak hours. However, the production and supply of domestic gas has not been keeping pace with the growing demand for natural gas in the country, including power sector. The domestic gas supply for gas-based power stations in the country is inadequate and the price of imported RLNG is very high, owing to which the country is facing generation loss from gas-based stations. The gas based installed capacity (including liquid based) of the country was 24,899.51 MW as on 31.3.2022 which was 6.2% of the total installed capacity of the country. As on 31.12.2022, the installed capacity of gas-based power stations was 24,824.21 MW (including liquid based). During 2021-22, existing gas-based power plants are operating at PLF of about 17.2%.

5.2.3 Nuclear

As on 31.3.2022 Nuclear Power Corporation India Limited is operating 21 reactors with an installed capacity of 6,780 MW, which was 1.7% of the total installed capacity of the country.

5.2.4 Hydro

Total Hydro Electric Power potential in the country was assessed as 84,044 MW (at 60% load factor) from a total of 845 number of identified Hydro Electric Schemes, which when fully developed would result in an

installed capacity of about 1,48,701 MW based on probable average load factor out of which potential of H.E. schemes above 25 MW installed capacity works out to be 1,45,320 MW from a total of 592 H.E. schemes. The total energy potential is assessed as 600 billion units per year. However, the full development of India's hydro-electric potential, while technically feasible, faces various issues including issues of water rights, resettlement of project affected people and environmental concerns etc. and all these issues need to be resolved to exploit full potential.

As on 31.3.2022, the installed capacity of hydroelectric power plants (above 25 MW) in the country was 41,976.52 MW (excluding 4,746 MW of PSP) which was 11.7% of the total installed capacity of the country.

As on 31.12.2022, the installed capacity of hydroelectric power plants (above 25 MW) in the country has increased to 42,104.17 MW.

5.2.5 Solar

India has an abundant source of Solar irradiance due to its location in the solar belt and has vast solar potential of about 749 GW (as per data furnished by MNRE) for power generation. The falling prices of solar panels have brought the solar tariffs lower in an unprecedented way, making it as one of the best sources for power generation economically. However, the diurnal nature of solar power lends it unable to meet demand occurring during the evening hours and necessitates the need to find other generation resources to meet the evening peak demand of the country. As on 31.03.2022, the installed capacity of Solar power in the country was 53,996.54 MW, which was 13.5% of the total installed capacity of the country.

The installed capacity of Solar was 63,302.49 MW as on 31.12.2022. Share of Solar capacity in the total installed capacity is likely to increase substantially in coming years.

5.2.6 Wind

India also has substantial wind potential of about 302 GW at the height of 100 m and 695.5 GW at 120 m because of its long coastline (as per MNRE). India has also taken up developing offshore wind generation that has increased the wind potential apart from wind generation at higher hub heights. The installed capacity of Wind was 40,357.58 MW as on 31.03.2022. Share of Wind capacity in the total installed capacity was about 10.1%. With increase in the hub height and increase in wind-based capacity addition, the share of wind capacity is also likely to increase substantially in coming years.

The installed capacity of Wind was 41,929.78 MW as on 31.12.2022

5.2.7 Bio-Power

Based on the availability of biomass, the potential of power generation from biomass has been assessed as around 28 GW. Installed capacity from Biomass (incl. Waste to Energy) was 10,682.36 MW as on 31.03.2022. Share of Biomass capacity in the total installed capacity was about 2.7%.

Installed capacity from Biomass (incl. Waste to Energy) was 10,732.23 MW as on 31.12.2022

5.2.8 Small hydro

Hydro plants with an installed capacity of up to 25 MW are categorized as small hydro in the country. Small Hydro based plants have a power generation potential of around 20 GW. Installed capacity from small hydro was 4,848.9 MW as on 31.03.2022, which was 1.2% of total installed capacity. Installed capacity from small hydro increased to 4,935.65 MW as on 31.12.2022.

5.2.9 Energy storage systems

The next phase of energy transition driven by the large-scale deployment of variable renewable energy sources (VREs) like solar and wind power can be fully realized by key technologies of Energy Storage. The grid integration challenges of the intermittent generation sources i.e. ensuring quality of supply on real time basis can be achieved by the electricity storage systems which have the capability to store excess electricity over different time horizons (minutes, days, weeks). Many grid scale energy storage systems are commercially available worldwide which includes pumped storage plants, battery energy storage systems, etc. However, many other energy storage technologies like Green Hydrogen are in nascent stages of development.

5.2.9.1 Pumped hydro storage systems

While many forms of energy storage systems have been installed globally, Pumped Storage Plants (PSP) are playing an increasingly significant role in providing peaking power and maintaining system stability in the power system of many countries. Pumped storage Resource is a long term technically proven, highly efficient, environment friendly and flexible way of energy storage on a large scale to store intermittent and variable energy. PSPs improve overall economy of power system operation and reduce operational problems of thermal stations during low load period. The other advantages of pumped storage resource are availability of spinning reserve at almost no cost to the system and regulating grid frequency to meet sudden load changes in the network. It also can provide ancillary benefits such as flexible capacity, voltage support and black start facility, etc. Pumped storage resource has advanced significantly since its original introduction and now includes adjustable speed pumped turbines which can quickly shift from motor, to generator, to synchronous condenser modes, for easier and more flexible operation of the Grid. The concept of off-river PSP is getting popular in recent years due to huge benefits arising out of its lower capital cost/operations. Currently, India is exploring the off- river storage systems which can be executed with lesser cost and at a faster pace.

As on 31.12.2022, the PSP based installed capacity in the country is 4,746MW.

5.2.9.2 Battery Energy Storage systems (BESS)

Battery Energy Storage Systems (BESS) especially based on Lithium – ion battery is one of the storage options. The cost of the BESS has been reducing in an unprecedented way making it as one of the preferred options for deployment. BESS has various advantages of balancing the grid against load fluctuations, intermittency in generation etc. Energy storage can provide energy time shifting which can be useful with the large-scale deployment of variable renewable energy sources. However, the storage requirement depends on the shape of the demand curve and the extent of RE penetration. Energy storage technologies can also provide operating reserve requirements, balancing, ramping and RE integration services.

5.3 PRINCIPLES OF GENERATION PLANNING

The objective of Generation Planning process is to obtain an optimal generation capacity mix in the least cost manner to meet the demand at every instance of time while ensuring the most efficient use of resources. The purpose of generation planning studies is not to predict or forecast the future, but a collaboratory effort to understand and explore the key factors and relationships shaping the future of the power sector. Planning is therefore an activity encompassing balancing demand and supply at all instances of time and at all locations, which makes it a regular ongoing process.

The major aspects considered in the planning process are:

- To achieve objectives of all policies of Government of India.
- To achieve sustainable development.
- To fulfil desired operational characteristics of the system such as reliability and flexibility.
- Most efficient use of resources.
- Fuel availability.

While drawing up this National Electricity Plan, the above aspects have been considered within realms of feasibility, along with the economics and the status of the various projects.

5.3.1 Sustainable Development

The importance and relevance of power development within the confines of clean and green power is crucial for sustainable economic growth. Such a development depends upon the choice of an appropriate fuel / resource for power generation. Accordingly, the plan takes into account the development of renewable energy sources including Hydro projects along with other measures and technologies promoting sustainable development in the country.

5.3.2 Operational Flexibility and Reliability

Generating units utilizing different fuels have different operational characteristics. The demand of our electric system varies with time of the day, season, year and the spatial location. Therefore, matching the generation with demand at all instances of time requires not only installation of adequate capacity but also to be sensitive to the type of generation capacity, each with its unique characteristics of altering its output and the time taken to do so. Accordingly, this requirement of the system also needs to be considered when deciding upon the type of generation. It is, therefore, necessary to widen the scope of the planning process to take into account aspects of ‘reliability’ and ‘quality’ of power, apart from the adequacy and quantum of power.

Reliable power system operation requires constant balancing of supply and demand in accordance with established operating criteria such as maintaining system voltages and frequency within acceptable limits. Changes in demand pattern and generation from variable renewable energy sources throughout the day and over the seasons are met by

controlling generation from dispatchable sources when needed. To achieve reliability in the system, adequate reserve capacity needs to be planned in the system. The National Electricity Policy, 2005 stipulates creation of spinning reserve of 5% in our system. This has been considered while planning capacity addition requirement during the years 2022-27 and 2027-32.

To meet system stability requirements, a certain degree of flexibility in terms of ability of the generators to respond rapidly to the changing demand and generation from renewable energy sources must be introduced into the system through appropriate power plants and financial mechanism. System should also be able to meet additional demand which arises due to unexpected demand fluctuations and sudden outages of some generating units.

5.3.3 Efficient Use of Resources

The fossil fuels for power generation are scarce and must therefore be used judiciously. From the point of view of the environment, it is essential that energy produced per unit of fuel is maximized to the extent possible. This would minimize the pollution caused during the process of power production, therefore, achieving cleaner production. Maximum utilization of renewable sources of generation should be preferred, as their variable cost of energy is minimal. However, VRE curtailment may be optimized as a part of cost-effective planning solution while ensuring grid reliability.

5.3.4 Fuel availability constraints

A significant Gas-based capacity is presently stranded due to lack of domestic gas and high cost of imported LNG. Therefore, fuel restriction for gas based projects has been modelled.

Additionally, due to seasonal availability of Biomass, fuel restriction for the Biomass has also been considered.

5.4 PLANNING TOOLS - DETAILS OF PLANNING MODEL

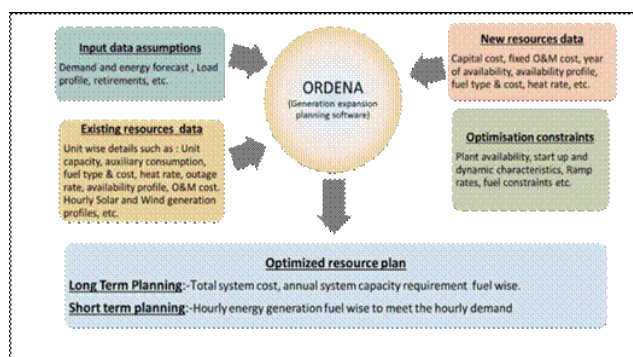
5.4.1 Generation Expansion Planning Tool -ORDENA

The studies were carried out using generation expansion planning model namely ORDENA. ORDENA is a mixed integer linear optimization program that minimizes the net present value of investment and operating costs subject to several constraints. The major constraints include balancing electricity supply and demand, resource supply limits, planning and operating reserve limits and policy targets. These constraints are met considering a broad portfolio of conventional generation, renewable generation and storage.

ORDENA has a reliability module to determine trustworthiness of the system using monte-carlo simulations. The software is also capable of carrying out hourly/sub hourly economic generation dispatch, considering all the technical constraints associated with various generation technologies.

The schematic diagram of the software is given at **Exhibit 5.1**.

Exhibit 5.1



5.4.2 Generation Expansion Planning Tool –PLEXOS

PLEXOS is a powerful simulation engine that provides analytics and decision-support to modelers, generators, and market analysts. Unlike other optimization platforms, PLEXOS offers both flexible and precise simulations across several markets—electric, water, gas and renewable energy.

PLEXOS unifies the market simulations across electric, water, and gas energy systems, which helps to perform long-term planning, medium-term and short-term scheduling at once.

5.5 PLANNING NORMS

The planning studies require accurate performance parameters of all types of generating units to assess their availability and energy generation capabilities. The key performance factors required for the planning studies are the auxiliary power consumption, heat rate, capital cost of the generating units, fuel cost, gross calorific value, O&M cost, etc. Different generating technologies have varied operational performance and accordingly different norms have been used for thermal (coal and lignite), combined cycle gas projects, hydro and nuclear projects. The generation planning norms for varied sizes of thermal units are different. For example, Combined Cycle Gas Turbines (CCGT) are very efficient and have lower heat rates, however, their availability and PLF depend on the availability of natural gas. The availability, auxiliary power consumption, heat rate for several types of generating units, as considered in the planning studies are given in **Annexure 5.1**.

5.5.1 Norms Adopted For Reliability Criteria

The Power System is planned to meet the forecasted demand while ensuring an expected level of reliability. In studies, Loss of Load Probability (LOLP) and Normalised Energy Not Served (NENS) are the reliability criteria adopted to reflect the capability of the system to meet the peak load and for reflecting the energy requirement not met in the system, respectively. LOLP is the probability that a system will fail to meet its peak load under the specified operating conditions. It is the proportion of days per year or hours per year when the available generating capacity is insufficient to serve the peak demand. This index is dimensionless and can also be expressed as a percentage.

NENS is the expected amount of energy which the system will be unable to supply to the consumers as a fraction of the total energy requirement. This index again is dimensionless and can also be expressed as a percentage. In other words, this criterion indicates the quantum of energy requirement in a year, which is not met. Various countries in the world have adopted their own Reliability Criteria depending upon the status of their power system and the price affordability of the consumers to pay for the reliability of the system. It is evident that a more stringent and reliable system would yield higher cost of electricity which has to be borne by the consumer. While formulating the National Electricity Plan, LOLP of 0.2% and NENS of 0.05% have been adopted for the country. The results obtained have been verified for derived LOLP & NENS. Details of LOLP adopted in some countries are as given in **Table 5.1**

Table 5.1
LOLP of some countries

Name of country	LOLP (%)
Cambodia	1.8
Laos	0.27
Thailand	0.27
Vietnam	0.27
Hong Kong	0.006
Belgium	0.2
USA	0.03
China	0.14

Source : Information collected from websites of above countries.

5.6 PLANNING APPROACH FOR GENERATION EXPANSION PLANNING DURING THE PERIOD 2022-27 AND 2027-32

The Planning approach has been based on the premise of meeting the peak demand and energy requirements for the period 2022-27 and 2027-32 at the least cost with various system constraints and generator level constraints. In view of clean generation technologies like Solar, Wind, etc. becoming increasingly cost competitive compared to the conventional technologies, the optimal generation capacity mix would achieve the right balance between cost economics and grid reliability. This requires the power system to be more flexible and resilient, to accommodate the intermittency of renewable generation, seasonal spikes or time-of-day variations – expected and unexpected in electricity demand, etc. The dynamic response characteristics of such a balanced system would contribute to higher reliability. This will ensure the most rapid, real-time response to local peaking needs and variation in generation from RES.

Five Nodes have been created considering the five regions with inter regional transmission links between them for Inter regional power transfer. Studies using sophisticated state of the art planning tools like ORDENA and PLEXOS have been carried out to assess the installed capacity required to meet the demand projections for the years 2026-27 and 2031-32 in a reliable and cost-effective manner.

5.6.1 All India Peak Demand and Energy requirement forecast

Generation expansion planning studies have been carried out on regional basis considering the DC load flow and inter- regional transmission lines. The studies have been carried out to meet the regional as well as All India Peak Demand and Energy requirement projections based on 20th EPS. The estimated peak demand (MW) and Energy requirement (BU) in the years 2026-27 and 2031-32 for all the five regions and All India is given in Table 5.2 below.

Table 5.2
All India Peak Demand & Energy Requirement

Region	Peak Demand (MW)		Energy Requirement (BU)	
	2026-27	2031-32	2026-27	2031-32
Northern	97898	127553	592.3	773.5
Western	89457	114766	596.8	763.2
Southern	80864	107259	460.9	596.6
Eastern	37265	50420	232.9	308.1
North-Eastern	4855	6519	24.9	32.4
All India	277201	366393	1907.8	2473.8

The Peak and Energy demand forecasts on the electricity grid are inclusive of impact due to factors like energy efficiency, penetration of electric vehicles, and production of green hydrogen. These projections do not include the portion of electricity demand of consumers that would be met from solar rooftops. The estimated all India solar roof top generation of 17.6 BU for the year 2026-27 and 55.8 BU for the year 2031-32, has been added to the Demand figures in the study to incorporate the variability associated with solar rooftop generation.

5.6.2 Preparation of Hourly Load profile for the years 2026-27 and 2031-32

Region-wise hourly Load profile

The most important aspect of any generation planning study is the annual hourly demand projections. Hence, the endeavor has been to meticulously project hourly demand for the years 2026-27 and 2031-32. The hourly demand profiles on regional basis of the previous seven years (2015-16 to 2021-22) were examined. The most recent hourly demand values for the years 2020-21 and 2021-22 was not considered due to Covid-19 impact. The hourly demand values for the years 2018-19 and 2019-20 has been considered for the studies.

To obtain the most probable hourly demand profile for the years 2026-27 and 2031-32, for each of the five regions, the two years' hourly demand data viz. 2018-19 and 2019-20 has been considered, which is then normalized and subsequently extrapolated w.r.t the projected annual peak demand and electrical energy requirement for the years 2026-27 and 2031- 32.

Region wise hourly Solar and wind profiles

The actual hourly generation profile of solar and wind have been gathered from states having considerable share in the All-India VRE generation. The hourly normalized generation profiles for solar and wind of these states were then aggregated to obtain hourly normalized generation profiles for each of the five regions respectively.

The region wise solar & wind CUF (Capacity Utilization Factor) is given in **Annexure 5.1**.

5.6.3 Seasonal Variation of VRE and Hydro Generation

To capture the seasonal variation associated with hydro and RE generation, the time series hourly data (demand, RE generation, hydro generation) for a year has been divided into five seasons. The five seasons are as follows:

- Summer: April-June
- Monsoon: July-September
- Autumn: October-November
- Winter: December- January
- Spring: February-March

The hydro energy availability varies significantly across the years as it depends on the monsoon rains in a particular year. The actual monthly hydro generation of the existing hydro power plants for the years 2018-19 to 2021-22 has been studied to account for variation in generation availability due to the eventualities of drought or excess rainfall in any particular year. The monthly energy generation has been summed up to arrive at the seasonal energy. The energy of the hydro units which are under construction or are in concurred/ S&I stage which are likely to yield benefits, has been taken based on the design energy of the project.

The model optimizes available hydro generation in such a way that maximum benefit of hydro can be exploited during peak hours along with ensuring minimum required outflow during off-peak hours. In this context, both central and state- owned hydro power plants have been assumed to contribute towards grid stability and peaking requirement of the country.

Creation of aggregated time blocks for Generation Expansion Planning Studies

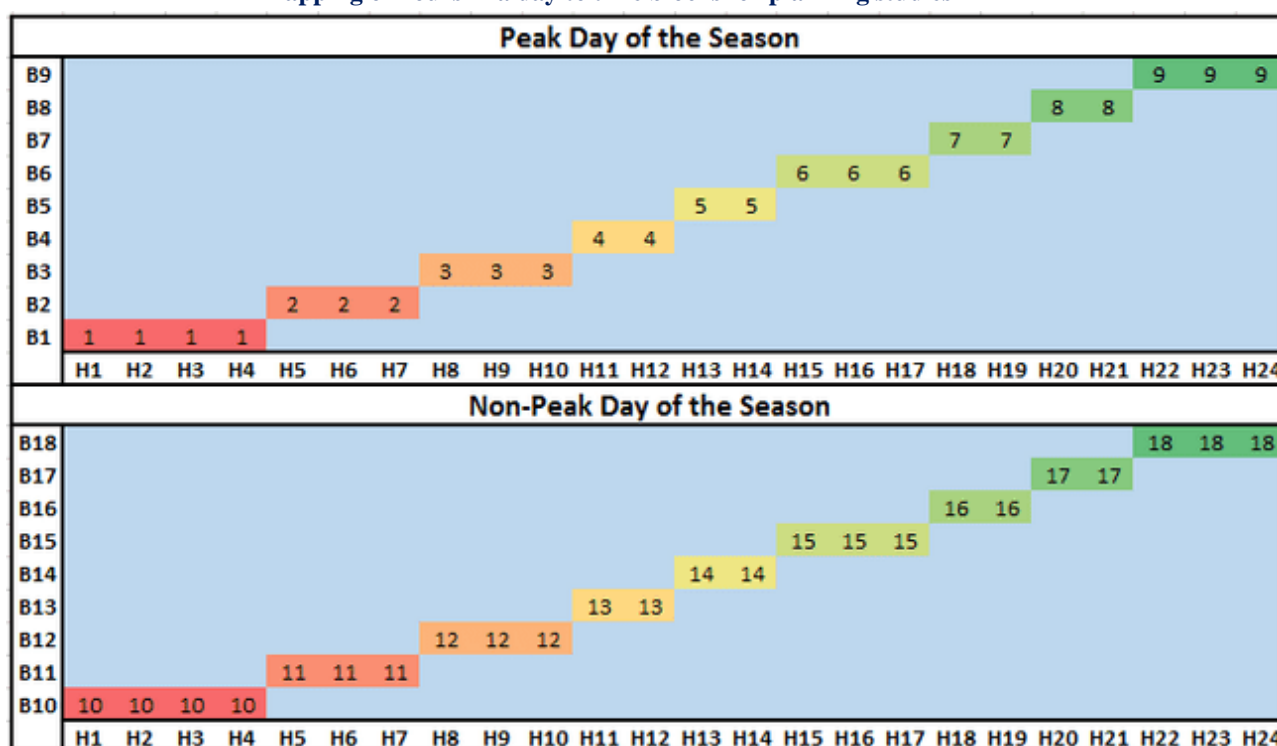
The long-term models with endogenous investments are computationally demanding when optimizing investment decision as well as reducing operational cost for multiple years simultaneously. A common way to reduce computation time is to optimize the dispatch decision only for a limited number of representative time slices/blocks, instead of modelling every hour of the year. The 8760 hours is then represented by a set of time blocks or representative hours that capture changes in seasonal, weekly and daily demand pattern as well as wind and solar availability to reduce the computational burden.

Each season has been divided into blocks based on the RE generation profile for increasing the granularity and precision of the study. The annual hourly time series profiles of projected regional load, regional solar and wind generation profiles are aggregated into blocks for each of the five seasons.

The aggregation of hours of the day into time blocks in the model is shown pictorially in **Exhibit 5.2** below:

Exhibit 5.2

Mapping of hours in a day to time blocks for planning studies



The time aggregation technique of aggregating hourly data into Time Blocks helps in reducing the simulation time that the model takes while capturing Seasonal peak demand for each region. The number of time blocks considered is based on the system and Resource complexity while achieving as much granularity as possible in time series data as the system permits.

5.6.4 Reserve capacity

As stipulated by National Electricity Policy 2005, 5% Spinning Reserve is to be provided. This reserve capacity has been maintained while carrying out the Generation Planning studies.

5.6.5 Retirement of Thermal capacity

Information was compiled in respect of plants likely to be considered for retirement in the future. Decommissioning of coal-based capacity due to non-compliance of environmental norms has also been considered while carrying out the generation expansion studies. A coal-based capacity totaling to 2121.5 MW (list of plants is enclosed at **Annexure 5.2**) is considered for likely retirement during the study period of 2022-23 to 2031-32.

5.6.6 Base Capacity as on 31.03.2022

All India Installed Capacity of 398,986 MW (excluding 510 MW of oil-based capacity) as on 31st March, 2022 is considered as base installed capacity for the study period 2022-32. The All India installed capacity has increased to 409,750 MW as on 31.12.2022 (excluding 589 MW Diesel based capacity) which includes Coal & Lignite- 210,395 MW, Gas- 24824 MW, Nuclear -6780 MW, Hydro incl. PSP-46850 MW, Solar -63303 MW, Wind-41930 MW, Bio Power- 10732 MW and Small Hydro-4936MW.

The region wise and Resource wise breakup of the same is outlined in the **Table 5.3** below:

Table 5.3
Region-wise Installed capacity as on 31.03.2022

(All Figures in MW)

Resource	Northern	Western	Southern	Eastern	Nort h- Eastern	All India	Percentage of Total IC
Hydro [#]	19576	5552	9734	5088	2027	41977	10.5%
PSP	0	1840	2006	900	0	4746	1.2%
Small Hydro	1680	646	1899	337	286	4848	1.2%
Solar PV	17791	13113	21990	931	171	53996	13.5%
Wind	4327	16742	19289	0	0	40358	10.1%
Biomass	3273	3148	3733	512	16	10682	2.7%
Nuclear	1620	1840	3320	0	0	6780	1.7%
Coal+ Lignite	45879	85586	42598	35887	750	210700	52.8%
Gas	5781	10806	6492	100	1720	24899	6.2%
Region- wise Installed Capacity	99927	139273	111061	43755	4970	398,986	

[#]Excluding 2136 MW of Hydro imports from neighboring countries and 510 MW Diesel based capacity.

5.6.7 Planned/Under construction Capacity likely to yield benefit for the period FY 2022-27 & 2027-32

The fuel wise capacity which is under construction or in advance stages of development that are likely to be commissioned during the study period is summarized in the **Table 5.4** below. The fuel wise list of under-construction projects (for likely benefits during 2022-23 to 2026-27 and 2027-28 to 2031-32) is given in **Annexure 5.3**.

Table 5.4
Type wise Under Construction/Planned Capacity for FY 2022-27 & 2027-32
(All Figures in MW)

Year	Hydr o	PSP	Solar*	Wind*	Biomass [#]	SHP [#]	Nuclear	Coal + Lignite	TOTAL	Hydro Imports
2022-27	10,46 2 [@]	2,700	92,580	25,000	2,318	352	6,300	25,580	1,65,292	3,720
2027-32	1,032	80	0	0	2,500	250	2,400	1,320	7,582	0
TOTAL (2022-32)	11,49 4	2,780	92,580	25,000	4,818	602	8,700	26,900	172,874	3,720

[@] 120MW of Vyasi HEP has been commissioned during 2022-23

*The Capacity under implementation as on 31.3.2022, as per SECI/MNRE. Out of this planned capacity addition, 9.3 GW of Solar and 1.58 GW of Wind based projects have been commissioned as on 31.12.2022.

[#] Assumed Planned Capacity of Biomass and Small Hydro for the period of 2022-32().

5.6.8 Investment options considered for selection by model

- Coal based capacity (super critical / ultra-super critical) of 20,580 MW which has been identified at pit head locations or near pit head locations (at a distance of up to 500 km from the mines) and are at initial stages of development, comprising of 14,220 MW of central sector capacity and 6,360 MW of state sector capacity, have been considered as investment options for the period of 2027-32. Additionally, coal based capacity totaling to 10,080 MW which has been identified to be considered for development in future, if required, has also been considered for the studies. The list of such plants is attached at **Annexure 5.4**.
- Location specific hydro and PSP projects which have been concurred by CEA or are under S&I stage have been considered as investment options for the studies. Hydro Projects (incl. PSP) of the capacity of 33,266 MW have been considered for the plan period (list enclosed at **Annexure 5.4**)
- No Gas based plants have been considered as investment options for the studies.
- No additional Nuclear based plans have been considered as investment options for the studies apart from the plants which have been accorded administrative approval and financial sanctions (list enclosed at **Annexure 5.5**).
- Based on region wise RE potential capacity data received from MNRE, region wise PV and Wind based investment option capacity have been taken as input for the studies. The potential has been worked out based on state level potential furnished by MNRE.
- Region wise BESS investment options have been considered in the studies for the period of 2022-23 to 2031-32. Different BESS sizes i.e. 2- hour, 4-hour, 5-hour, 6-hour have been considered for the plan period.
- The consideration of meeting 500 GW of installed capacity from non-fossil sources by 2029-30 has been incorporated for carrying out the studies.

5.6.9 Hydro based Imports

- The hydro imports from neighboring countries till 2021-22 is 2,136 MW and for the period of 2022-27 is likely to be 3,720 MW. The list of these projects is placed at **Annexure 5.6**. Hydro imports from neighboring countries considered for the studies during 2022-32 is given in the **Table 5.5** below:

Table 5.5
Hydro based imports during 2022-27 & 2027-32 (MW)

	Nepal	Bhutan	Total
Existing till 2021-22	0	2136	2136
2022-27	900	2820	3720
2027-32	NIL		
Total Hydro based Imports till 2032	900	4956	5856

5.6.10 Inter-Regional Transmission Capacity

The inter-regional transmission capacity as on 31st March, 2022 has been considered for the planning studies. The details of the same are given in table 5.6 below:

Table 5.6
Available Inter-Regional Transmission (Transfer) Capacity as on 31.3.2022

(All Figures in MW)

From Node/To node	NR	WR	SR	ER	NER
NR	-	36720	-	22530	3000
WR	36720	-	18120	21190	-
SR	-	18120	-	7830	-
ER	22530	21190	7830	-	2860
NER	3000	-	-	2860	-

Additionally, candidate lines between the regions have also been considered. The capital cost of a candidate inter regional transmission link is assumed to be Rs 10,163/MW-km and for Lines to and from NER it is assumed twice.

5.6.11 Fuel constraint

Due to the unavailability of natural gas and high price of imported RLNG, fuel restriction for gas-based plants has been considered and fuel availability has been limited as per the actual gas based generation during 2021-22. Also, due to seasonal availability of Biomass, fuel restriction for the Biomass has been considered.

5.7 RESULTS OF GENERATION EXPANSION PLANNING STUDIES FOR THE PERIOD 2022- 27 AND 2027-32

5.7.1 Base Case

The studies were carried out to assess the source wise generation capacity addition requirement to meet the projected demand during the year 2026-27 and 2031-32 with the assumptions mentioned above. The region wise and resource wise likely installed capacity by 2026-27 and 2031-32 from the study results are shown in the **Table 5.7** and **5.8** and **Exhibit 5.3** and **5.4** given below.

Table 5.7
Region-wise likely Installed capacity by the end of 2026-27

(All Figures in MW)

Resource	Northern	Western	Southern	Eastern	North-Eastern	All India	Percentage of Total IC
Hydro [#]	26,117	5,552	10,802	5,828	4,147	52,446	8.6%
PSP	1,000	1,840	3,706	900	-	7,446	1.2%
Small Hydro	1,781	708	2,031	369	311	5,200	0.9%
Solar PV	81,581	52,457	50,371	954	203	1,85,566	30.4%
Wind	9,182	29,718	33,996	-	-	72,896	12.0%
Biomass	3,990	3,832	4,535	624	19	13,000	2.1%
Nuclear	3,020	3,240	6,820	-	-	13,080	2.1%
Coal+ Lignite	51,950	86,246	53,175	43,012	750	2,35,133	38.6%
Gas	5,781	10,806	6,492	80	1,665	24,824	4.1%
Region-wise Installed Capacity	1,84,403	1,94,400	1,71,928	51,767	7,095	6,09,591	100.0%
BESS(MW/MWh)	8,680/ 34,720					8,680/ 34,720	

Excluding 5856 MW of Hydro Imports from Nepal and Bhutan.

Exhibit 5.3

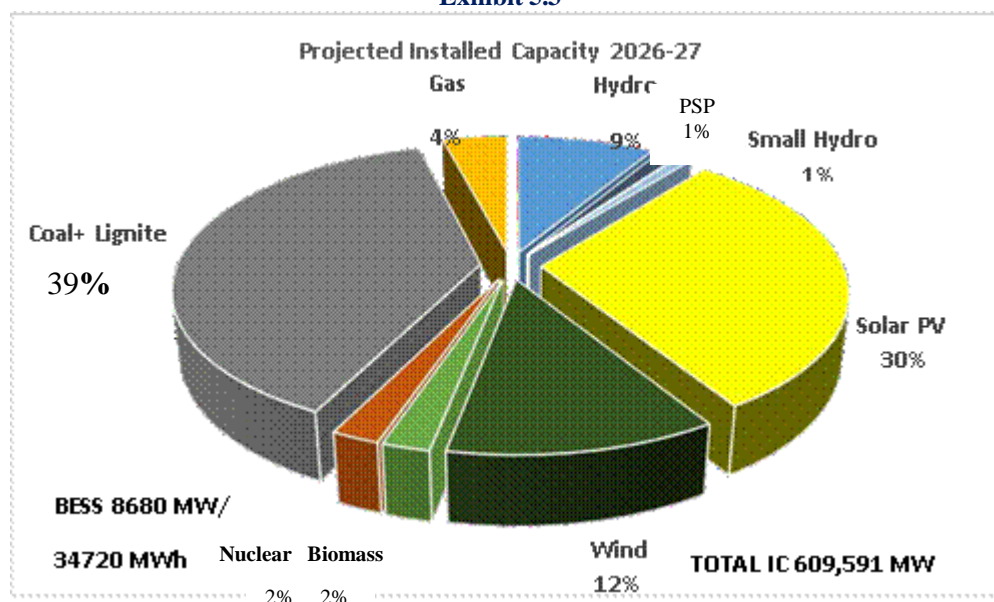


Table 5.8

Projected All India Installed capacity by the end of 2031-32

(All Figures in MW)

Resource	Installed Capacity (MW)	Percentage (%)
Hydro [#]	62,178	6.9%
PSP	26,686	3.0%
Small Hydro	5,450	0.6%
Solar PV	3,64,566	40.5%
Wind	1,21,895	13.5%
Biomass	15,500	1.7%
Nuclear	19,680	2.2%
Coal + Lignite	2,59,643	28.8%
Gas	24,824	2.8%
Total	9,00,422	100.0%
BESS(MW/MWh)	47,244/236,220	

[#] Excluding 5856 MW of Hydro Imports from Nepal and Bhutan

Exhibit 5.4

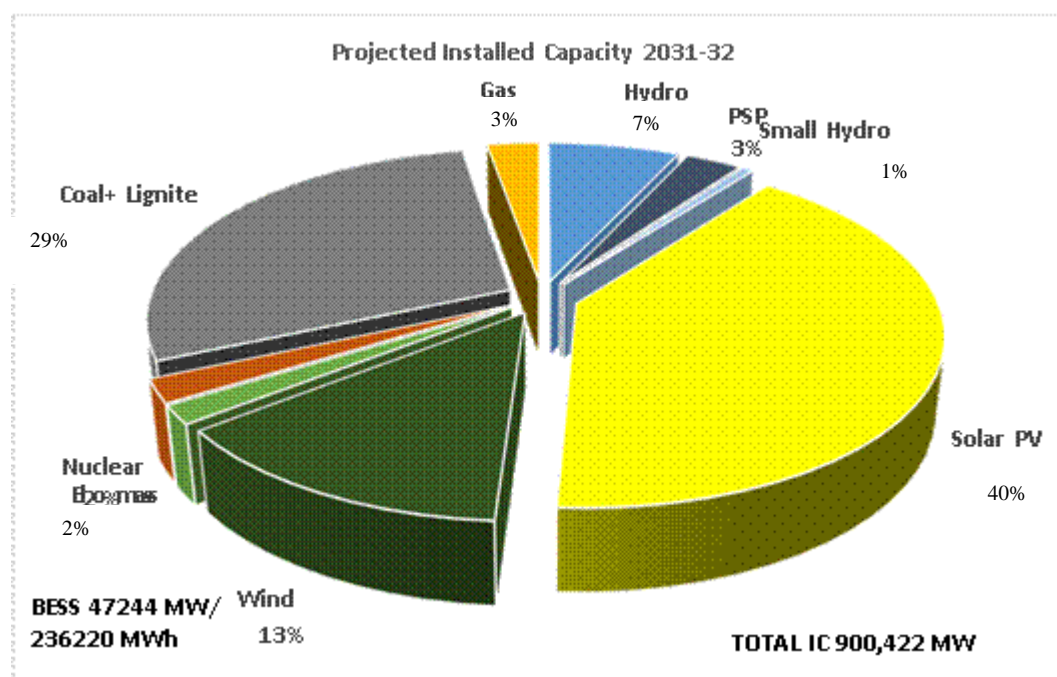


Table 5.9a

Capacity addition required during 2022-27 and 2027-32

(All figures in MW)

	Hydro	PSP	Solar*	Wind*	Biomass [#]	SHP [#]	Nuclear ^{\$}	Coal + Lignite	TOTAL	BESS (MW/ MWh)
Under Construction 2022-27 (A)	10,462	2,700	92,580	25,000	2,318	352	6,300	25,580	165,292	-
Additional Capacity Requirement 2022-27 (B)	-	-	38,990	7,537	0	0	-	-	46,527	8,680/ 34,720
Total Capacity addition 2022-27 (C=A+B)	10,462	2,700	131,570	32,537	2,318	352	6,300	25,580	211,819	8,680/ 34,720
Under Construction 2027-32 (D)	1,032	80	-	-	2,500	250	2,400	1,320	7,582	-
Additional Capacity Requirement 2027-32 (E)	8,700	19,160	179,000	49,000	-	-	4,200	24,160	284,220	38,564/ 201,500
Total Capacity addition 2027-32 (F=D+E)	9,732	19,240	179,000	49,000	2,500	250	6,600	25,480	291,802	38,564/ 201,500

*As per MNRE, 117.58 GW of solar and wind capacity (under construction or bid out) was planned for 31.03.22, out of which 10.87 GW has been added during 2022-23 till 31.12.22.

Assumed Planned Capacity of Biomass and SHP during 2022-27 and 2027-32

\$ Nuclear projects of 8700 MW are under construction of which 6300 MW are considered to be commissioned during 2022-27 and 2400 MW are considered to be commissioned during 2027-32. Additionally Nuclear projects totaling to 7000 MW are in principle approval stage of which 4200 MW capacity is likely to yield benefit during the year 2027-32.

Table 5.9b

Region wise details of Additional Capacity addition required during 2022-27 and 2027-32(Apart from capacity already under-construction)

(All figures in MW)

Period	Region	Hydro	PSP	Solar	Wind	Coal+ Lignite	Total	BESS (MW/ MWh)
Additional capacity addition required (2022-27)	NR	-	-	18,342	1,000	-	19,342	8,680/ 34,720
	WR	-	-	4,376	500	-	4,876	-
	SR	-	-	16,272	6,037	-	22,309	-
	ER	-	-	-	-	-	-	-
	NER	-	-	-	-	-	-	-
	Total	-	-	38,990	7,537	-	46,527	8,680/ 34,720
Additional capacity addition required (2027-32)	NR	2,623	4,360	86,994	14,000	2,920	110,897	27,315/ 145,253
	WR	-	2,940	16,647	7,000	7,960	34,547	0
	SR	-	10,860	75,359	28,000*	1,320	115,539	11,249/ 56,246
	ER	520	1,000	-	-	11,960	13,480	0
	NER	5,557	-	-	-	-	5,557	0
	Total	8,700	19,160	179,000	49,000	24,160	280,020	38,564/ 201,500

*Including 1500 MW of offshore wind.

Analysis of Base Case Result

- As seen from the table 5.7, the likely share of Coal and Lignite capacity reduces from 52.8 % in 2021-22 to 39 % of the total installed capacity in 2026-27 while the RE based IC in 2026-27 (including Large Hydro) increases from 39.2 % in 2021-22 to 55% in 2026-27.
- To meet the electricity peak demand and electrical energy requirement in 2026-27 additional capacity from PV and wind may be required apart from the capacity, which is already under implementation.
- Apart from the PSS based installed capacity of 7.5 GW which is likely to be installed by 2026-27, a BESS capacity of 8.68 GW/34.72 GWh may be required to fulfil the storage requirement of the grid by 2026-27. However, Battery energy storage requirements increase to 47.24 GW/236.22 GWh in addition to 26.68 GW of PSS based installed capacity for the year 2031-32.
- The study suggests that investment in BESS resources is preferred in NR region as compared to other regions (70% of the total BESS Storage required in 2031-32 is seen to be required in NR). Due to the fact that historically NR peak occurs during the evening hours. Therefore, BESS Resource is found to be most cost effective and optimally utilized if installed locally in the NR region.
- It is seen that many PSP plants totaling to 10,860 MW are likely to yield benefits during the period 2027-32 in the Southern region, thereby making it a cost-effective storage alternative there and thus reducing the need of additional Battery storage in SR for the said period.
- In Western region, due to peak demand being coinciding with Peak solar hours, the requirement of BESS for energy shifting and/or peak shaving is not cost effective based on studies. Similarly, for Eastern and North eastern regions, the requirement of BESS is not seen based on studies due to low quantum of VRE generation.

5.8 SCENARIOS CONSIDERED FOR GENERATION EXPANSION PLANNING DURING THE YEAR 2026-27

Studies were also carried out to assess the capacity addition requirement to meet the projected demand in the years 2026-27 and 2031-32 in the following scenarios:

1. Higher Demand Scenario
2. Higher BESS Cost Scenario
3. Conservative Scenario (Based on historical trend of construction time in capacity addition)
4. High Hydro Scenario (accelerated Hydro and PSP addition).

These scenarios and the resultant likely Installed Capacity have been outlined in detail below:

5.8.1 SCENARIO 1- Higher Demand Scenario

A scenario has been studied where in, an increase of 5% in both the estimated peak demand as well as energy requirement for the years 2026-27 and 2031-32 has been considered. The likely installed capacity in this scenario is given in **Table 5.10**.

As can be seen, in this scenario there is no change in the resource mix in 2026-27 as compared to the base case except for an increase in BESS to meet the increased demand. This is due to the fact that capacity from various technologies which is already under implementation, has been considered in the base case and no additional generation capacity is needed other than BESS storage to meet the increased demand requirement. The BESS requirement increases to 22.82GW/91.29 GWh in 2026-27 as compared to 8.68GW/34.72 GWh in base case.

In the year 2031-32, it is seen the likely coal based capacity increases from 259.6 GW in base case to 262.6 GW in this scenario and the BESS requirement increases to 66.78 GW/333.91 GWh from 47.24 GW/236.22 GWh in base case.

5.8.2 SCENARIO 2- Higher BESS cost scenario

In view of the volatility of commodity prices, a scenario has been studied, wherein the cost of BESS is considered to increase by 25% as envisaged in base case. The likely resultant installed capacity for the year 2026-27 and 2031-32 in this scenario is given in **Table 5.10**.

In this scenario, there is no change seen in the capacity mix for the year 2026-27 when compared to the base case. However, in 2031-32, due to increase in the BESS cost, the likely coal based capacity increases from 259.6 GW to 261.2 GW when compared to the base case. The likely BESS capacity reduces from 47.24 GW/236.22 GWh in base case to 42.85 GW/214.26 GWh, while the PSP based installed capacity increases from 26.7 GW in base case to 29.1 GW.

5.8.3 Scenario 3- Conservative Scenario (Based on historical trend of capacity addition)

A scenario has been developed wherein the upcoming capacity addition from different fuel sources that are likely to yield benefit during 2022-32 are deferred based on historical trends of construction time for different technologies.

The likely installed capacity for the year 2026-27 and 2031-32 is given in **Table 5.10**.

In this scenario, in 2026-27 due to decrease in the capacity addition from other generation resources like Coal, Nuclear, Hydro (incl. PSP), Solar and Wind resources, the likely BESS requirement increases to 13.5 GW/54.12 GWh from 8.68 GW/34.72 GWh in base case.

In 2031-32 due to decrease in the capacity addition from Coal, Nuclear, Hydro (incl. PSP), Solar and Wind resources, and the likely BESS requirement increases to 67.04 GW/335.20 GWh from 47.24 GW/236.22 GWh in base case.

5.8.4 SCENARIO 4- High Hydro scenario

A scenario has been studied where in the capacity addition from hydro and PSP based projects which are in pipeline (under construction/concurred/S&I) during the period of 2023-32 is accelerated by 2/3 years each so that they may yield benefit earlier than envisaged in the base case.

The likely installed capacity in this scenario is given in **Table 5.10**.

It can be seen that in 2026-27, if Hydro based capacity increases to 54 GW as compared to 52 GW and PSP capacity increases to 13 GW when compared to 7.4 GW in base case, the likely BESS capacity requirement reduces to 2.12 GW/

8.47 GWh from 8.68 GW/34.72GWh in base case.

In 2031-32, if Hydro based capacity increases to 65.7 GW as compared to 62.2 GW and PSP capacity increases to 31.8 GW when compared to 26.6 GW in base case, the likely BESS capacity requirement reduces to 38.71 GW/193.55 GWh from 47.24 GW /236.22 GWh in base case.

Results of different scenarios for the years 2026-27 and 2031-32 are summarized in the **Tables 5.10a** and **Tables 5.10b** below.

Table 5.10a
LIKELY INSTALLED CAPACITY BY END OF 2026-27 IN DIFFERENT SCENARIOS

(All figures in GW)

Scenario	Base Case	Higher Demand	Higher BESS Cost	Conservative Scenario	High Hydro
Hydro *	52.4	52.4	52.4	52.3	54.0
PSP	7.4	7.4	7.4	7.4	13.0
Small Hydro	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2
Solar	185.6	185.6	185.6	174.6	185.6
Wind	72.9	72.9	72.9	61.4	72.9
Biomass	13.0	13.0	13.0	13.0	13.0
Nuclear	13.1	13.1	13.1	10.1	13.1
Coal + Lignite	235.1	235.1	235.1	235.1	235.1
Gas	24.8	24.8	24.8	24.8	24.8
Total	609.6	609.6	609.6	583.9	616.7
Battery Energy Storage System (GW/GWh)	8.7/34.8	22.8/91.2	8.7/34.8	13.5/54	2.1/8.4

*Excl. Hydro imports from neighboring countries

It is observed that the range of BESS capacity varies from 2.1 GW/8.4 GWh in high hydro scenario to 22.8 GW/91.2 GWh in the Higher Demand scenario for the year 2026-27.

Table 5.10b
LIKELY INSTALLED CAPACITY BY END OF 2031-32 IN DIFFERENT SCENARIOS

(All figures in GW)

Scenario	Base Case	Higher Demand	Higher BESS Cost	Conservative Scenario	High Hydro
Hydro *	62.2	62.3	62.3	57.7	65.7
PSP	26.7	26.7	29.1	24.9	31.8
Small Hydro	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4
Solar	364.6	364.6	364.6	338.6	364.6
Wind	121.9	121.9	121.9	92.1	121.9
Biomass	15.5	15.5	15.5	15.5	15.5
Nuclear	19.7	19.7	19.7	16.9	19.7
Coal + Lignite	259.6	262.6	261.2	254.6	259.0
Gas	24.8	24.8	24.8	24.8	24.8
Total	900.4	903.4	904.5	830.5	908.4
Battery Energy Storage System (GW/GWh)	47.24/ 236.2	66.78/ 333.9	42.85/ 214.25	67.04/ 335.2	38.71/ 193.55

*Excl. Hydro imports from neighboring countries

It is observed that the range of coal based installed capacity varies from 259.6 GW to 262.6 GW in 2031-32 across various scenarios, while BESS capacity varies from 38.71 GW/193.55 GWh in high hydro scenario to 67.04 GW/335.2 GWh in the conservative scenario. The range of likely coal based capacity in 2026-27 and 2031-32 across various scenarios is depicted in **Exhibit 5.5a** and the range of likely BESS capacity in 2026-27 and 2031-32 across various scenarios is depicted in **Exhibit 5.5b**.

Exhibit 5.5a

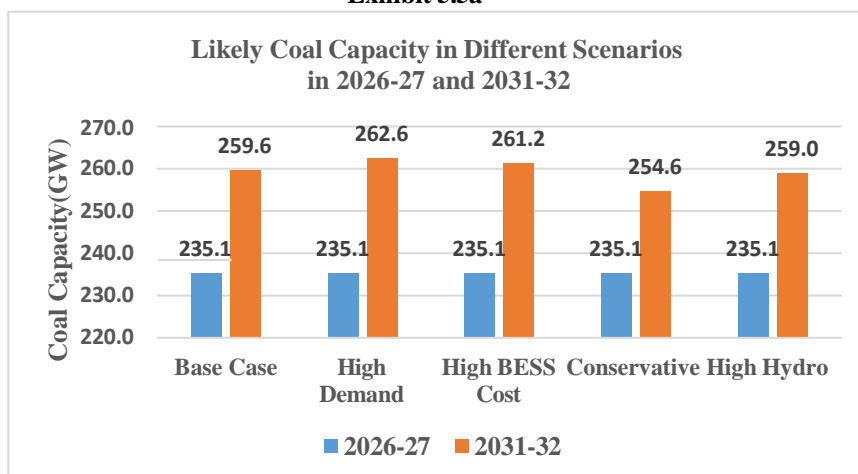
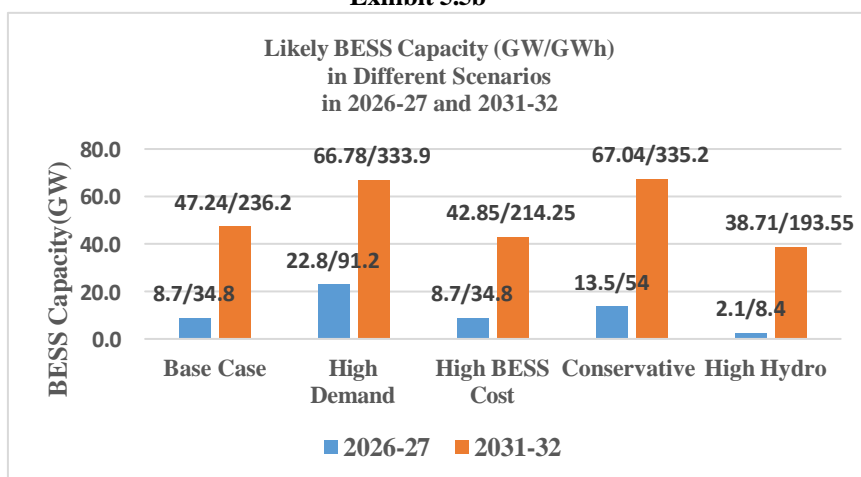


Exhibit 5.5b



5.8.5 Observations based on Scenario Analysis

- Apart from under construction coal based capacity of 26.9 GW, additional coal based capacity of 24.2 GW (which is identified at sites at a distance of less than 500 km from coal mines) may be required till 2031-32 in base case. However, this requirement of additional coal capacity increases to around 27.1 GW in conservative scenario.
- The BESS requirement in 2026-27 is varying from 2.1 GW/8.4 GWh to 22.8 GW/91.2 GWh across different scenarios. The BESS requirement in 2031-32 is varying from 38.7 GW/193.55 GWh to 67.04 GW/335.2 GWh across different scenarios.
- When the Peak demand and energy requirement increases (up-to 5%), the capacity mix in 2026-27 remains same as in base case; however, BESS storage requirement increases by 14.1 GW/56.4 GWh when compared to base case. In 2031- 32, an additional coal capacity of around 3 GW is required when compared to the coal capacity of 259.6 GW in base case, to meet the increased demand; the BESS also increases by 19.5 GW/97.7 GWh in this scenario when compared to base case.
- In the event, the deployment of Hydro capacity addition is accelerated when compared to the likely trajectory considered in base case, such that in 2026-27 hydro based capacity addition increases by around 2 GW and PSP based capacity addition increases by around 5.6 GW when compared to base case, the BESS capacity requirement in 2026- 27 is likely to reduce considerably by around 6.6 GW/26.4 GWh.
- In 2026-27, if capacity addition from various generation sources is delayed (with Nuclear addition reducing by 3 GW, VRE addition reducing by 22.5 GW when compared to base case), the BESS requirement is expected to increase by more than 50% in 2026-27 to account for less generation available from these sources in meeting the demand.

5.9 SHORT TERM STUDIES - (HOURLY GENERATION DISPATCH)

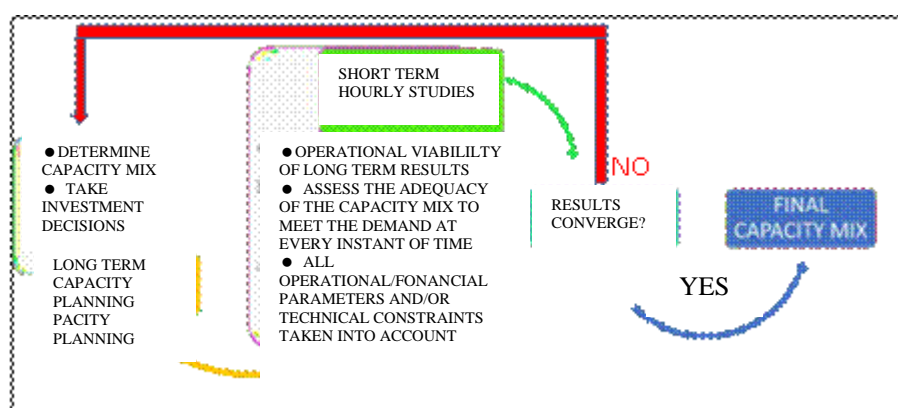
Investment in power sector infrastructure necessitates lengthy lead times, and future investment options are influenced by investments that are made today due to long life of resulting projects. To avoid near-term inefficiencies caused by poorly described long-term transition plan, requires a more integrated approach, which moves from long-term through short-term planning steps, and establishes clear, internally consistent feedback loops.

Production cost models or the short-term studies help to validate results from long-term generation expansion models and complement the long-term studies in overcoming their internal limitation in the time resolution.

A top-down approach of planning and assessments is quite logical such that the process would move from high-scope planning (time horizon) to high-detail analysis.

The **Exhibit 5.6** below represents the sequence of steps followed in Generation planning process.

Exhibit 5.6



To begin with, long-term generation expansion planning proposes a future capacity mix. The capacity mix, so derived, is used to assess the optimal dispatch on hourly/sub hourly basis for the defined study period (2022-23 to 2031-32). The system is analyzed to ascertain stability and/or to find weaknesses, if any, in system operation.

The short-term view of system encompasses the following aspects of power system operation during the planning process:

-
- Hourly/ sub-hourly time steps
- Unit commitment decisions
- Ramping constraints
- Weather based Hydro inflows
- Technical constraints like Minimum Power Load of Coal based power plants
- Start up and shut down costs.

5.9.1 Short Term Dispatch studies for the year 2026-27

All the operational/financial parameters and technical characteristics of the units have been considered for the short-term studies to arrive at the least cost and optimum hourly generation dispatch from the projected capacity for all 365 days (8760 hours) throughout the year 2026-27.

The capacity mix obtained from long term studies for the year 2026-27 was used to conduct hourly dispatch studies to see if the capacity mix obtained is capable of meeting India's electricity demand reliably (i.e., every hour of the year in each of the five regions). Based on the hourly dispatch studies, it was seen that the total installed capacity of 609.6 GW which comprises of 235.1 GW of Coal and Lignite based capacity, 24.8 GW of Gas, 13.1 GW of Nuclear and 336.5 GW of RE based installed capacity (comprising of 52.4 GW of Large Hydro, 7.4 GW of PSP, 186 GW from PV, 72.9 GW from Wind, 13 GW from Biomass and 5.2 GW from SHP) with 8.7 GW/34.8 GWh of BESS, is found to meet the demand of the country at all instants of time in 2026-27.

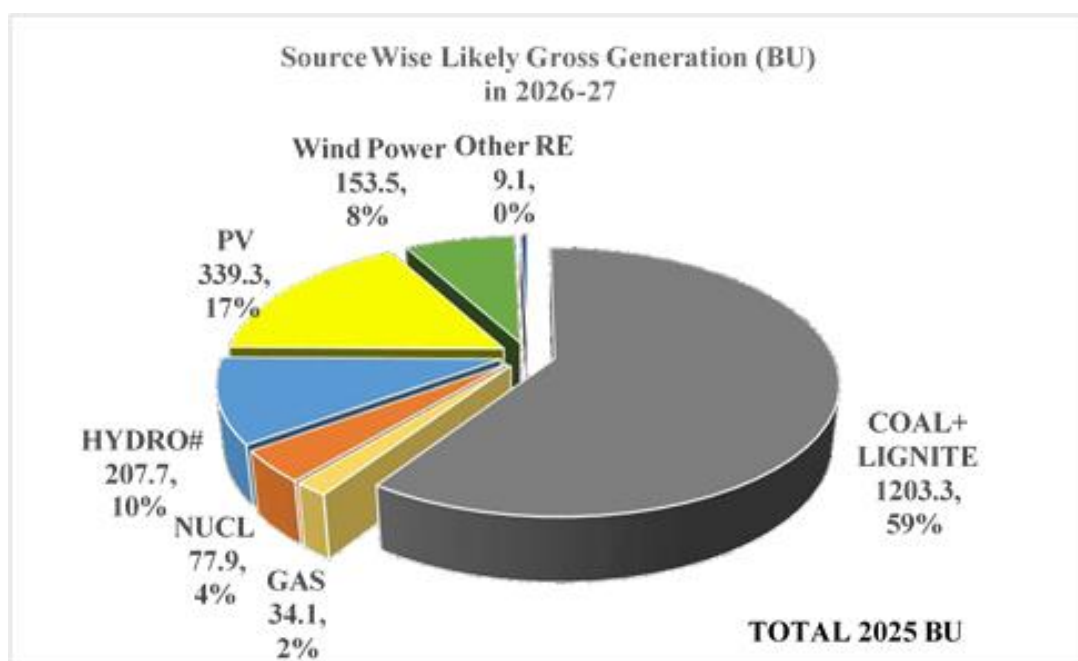
Given below is the likely source wise generation in the year 2026-27: -

Table 5.11
Source Wise Likely Gross Generation (BU) in 2026-27

Source	Gross Generation (BU)	Percentage (%)
COAL+ LIGNITE	1203.4	59.4%
GAS	34.1	1.7%
NUCL	77.9	3.8%
HYDRO [#]	207.7	10.3%
PV	339.3	16.8%
Wind Power	153.5	7.6%
Other RE	9.1	0.4%
Total	2025.0	100.0%

including Generation from Hydro based imports

Exhibit 5.7



including Generation from Hydro based imports

The capacity mix obtained from long term studies for the year 2031-32 was used to conduct hourly dispatch studies to see if the capacity mix obtained is capable of meeting India's electricity demand reliably (i.e., every hour of the year in each of the five regions). Based on the hourly dispatch studies, it was seen that the total installed capacity of 900.4 GW which comprises of 259.6 GW of Coal and Lignite based capacity, 24.8 GW of Gas, 19.7 GW of Nuclear and 596.3 GW of RE based installed capacity (comprising of 62.2 GW of Large Hydro, 26.7 GW of PSP, 364.6 GW from PV, 121.9 GW from Wind, 15.5 GW from Biomass and 5.45 GW from SHP) with 47.24 GW/236.22 GWh of BESS, is found to meet the demand of the country at all instants of time in 2031-32. Source wise likely generation in 2031-32 is as follows:-

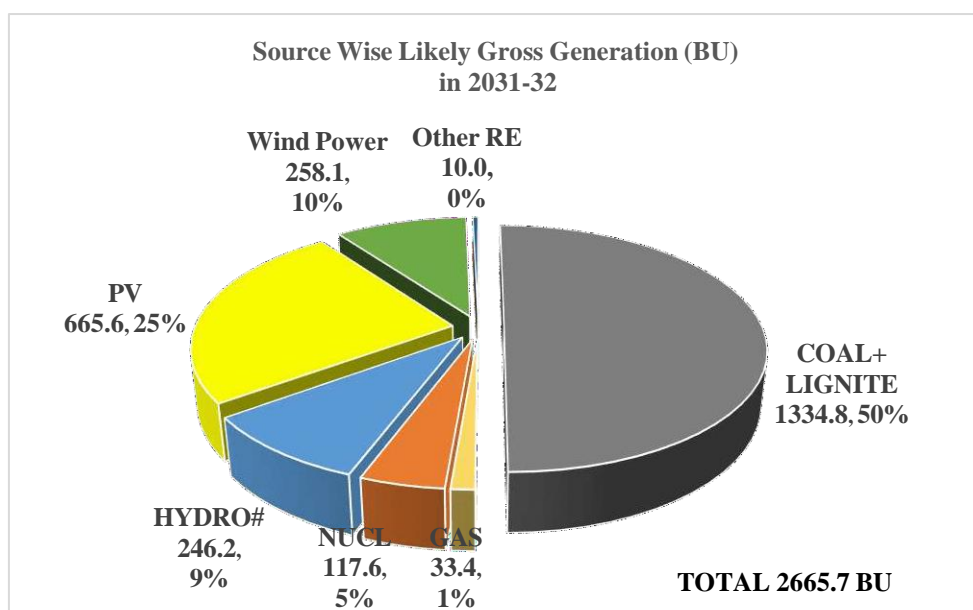
Table 5.12
Source Wise Likely Gross Generation (BU) in 2031-32

SOURCE	Gross Generation (BU)	Percentage (%)
COAL+LIGNITE	1334.8	50.1%
GAS	33.4	1.3%
NUCLEAR	117.6	4.4%
HYDRO [#]	246.2	9.2%

PV	665.6	25.0%
WIND	258.1	9.7%
OTHER RE	10.0	0.4%
TOTAL	2665.7	100.0%

including generation from Hydro Based Import

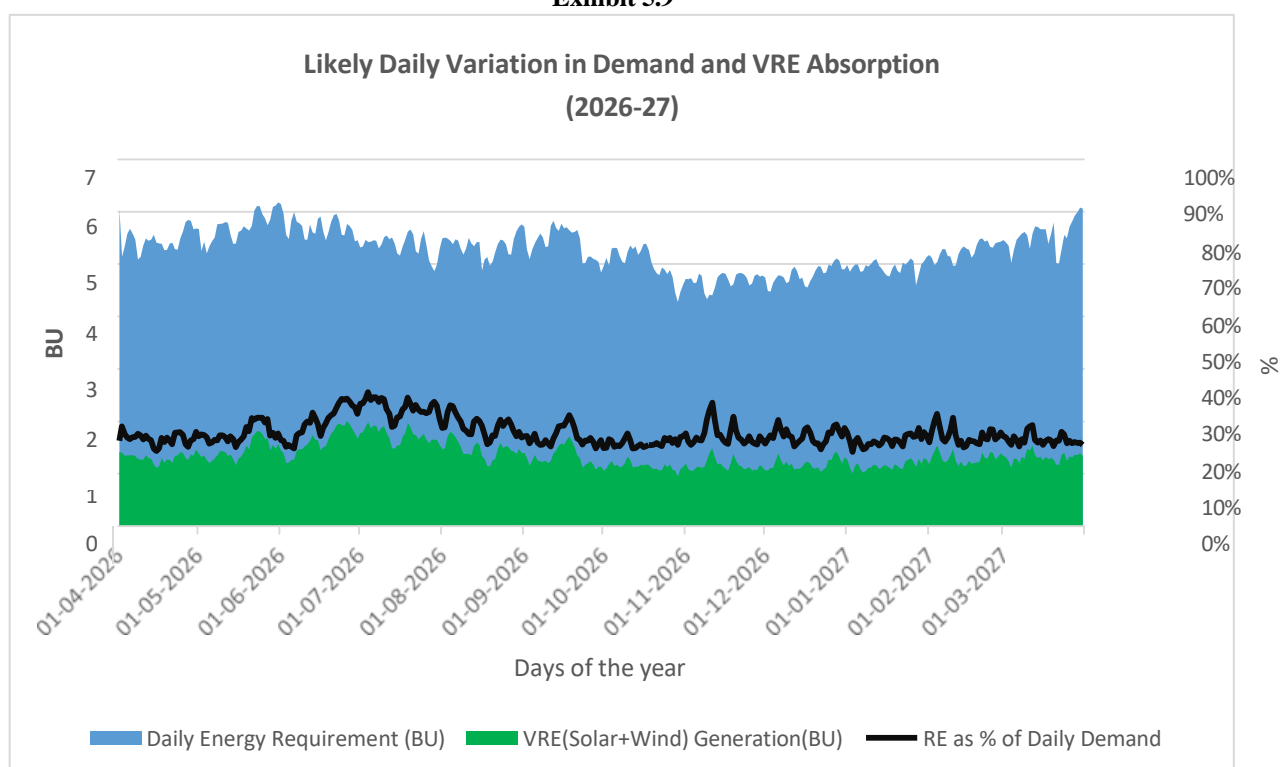
Exhibit 5.8



5.9.1.1 Daily Variation in Demand and VRE Absorption

The **Exhibit 5.9** given below depicts the variation of daily electrical energy requirement and daily VRE generation (solar and wind only) along with the percentage of daily electrical energy requirement met from variable renewable sources (solar and wind) in 2026-27. It may be seen that demand met by VRE generation on few days is as high as 35%.

Exhibit 5.9

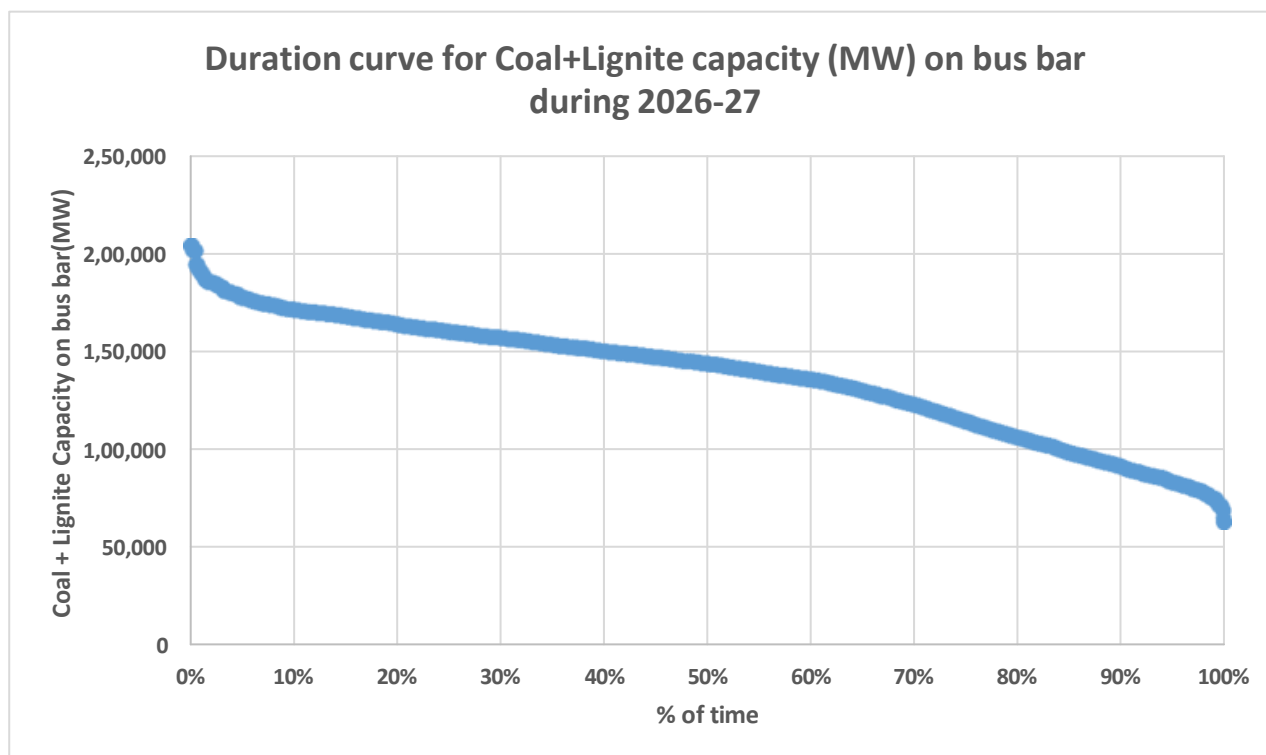


5.9.1.2 Key Findings based on short-term dispatch studies for the year 2026-27 and 2031-32

Some of the salient outcomes of the short term dispatch studies are given below:

- Energy storage technologies like PSP help in diurnal grid balancing especially during high RE months. Storage technologies charge during the daytime (coincident with solar generation) and discharge during the early morning and evening peak periods (4-8 hours total each day). They also help to meet steep system ramps.
- The contribution of Renewable energy based generation (including Large Hydro) towards the total generation in 2026- 27 is likely to increase to around 35% and to 44.3% in 2031-32 from 22.1% in the year 2021-22.
- It has been observed that about 1% of RE based generation may not be absorbed during the year 2026-27 while around 3.3 % of the RE based generation may not be absorbed during 2031-32. If the non solar hour load shifts in afternoon hours from evening then this value may further reduce. Studies carried out are at 55% Minimum technical load but CEA regulation has been brought out as per which 40 % Minimum technical load can be achieved, considering 40% minimum technical load the RE based generation not absorbed will decrease to 0.09% and 1.29% in FY 2026-27 and 2031-32 respectively.
- The average PLF of the total installed coal capacity of 235.1 GW was found to be about 58.4% in 2026-27 and PLF of about 58.7% in 2031-32.
- It was observed that, in March, 2027, the maximum coal capacity (gross) dispatched was about 204 GW.
- Coal based capacity of about 123 GW is expected to be on bar for more than 70% of the time in 2026-27, while a capacity of about 43 GW is expected to be on bar for less than 30% of the time as shown in **Exhibit 5.10**

Exhibit 5.10



5.9.2 Short term dispatch studies for a few critical days during the year 2026-27

Due to annual/ seasonal variability of VRE resources i.e., Wind, solar, variation in hydro generation and changes in the shape of the demand curve over the year, a few critical days were identified in a year based on the historical hourly Demand profiles and VRE generation data. The Resource wise generation patterns for the country (while honoring the inter-regional transmission constraints) were studied in detail for such critical days with the purpose of ascertaining if

the power system with the given capacity mix in the year 2026-27 is stable and resilient to meet the projected system demand at every instance of time.

The details of typical days identified for the short-term studies are given in **Table 5.13**.

Table 5.13
Critical Days identified during the year 2026-27

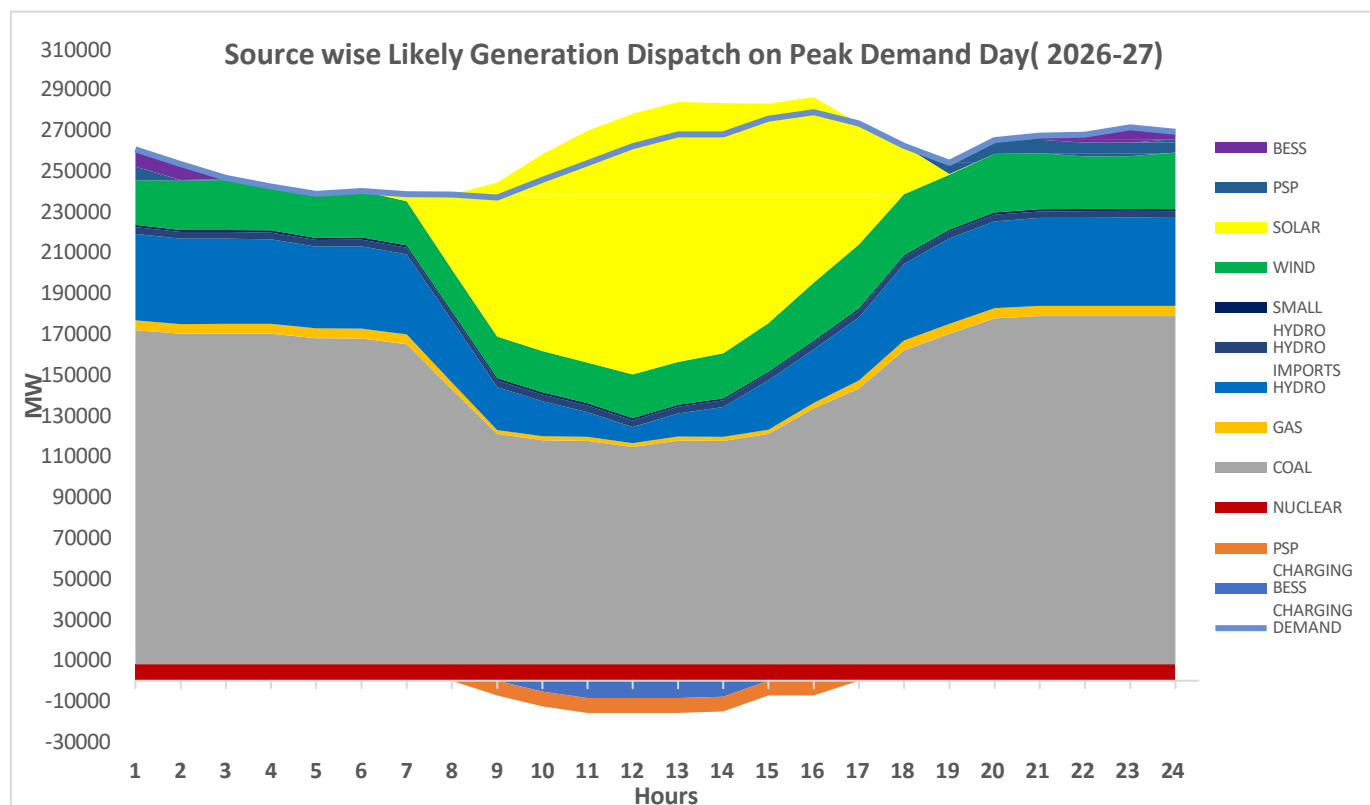
Sl. No.	Characteristic Day	Month
1	Peak Demand Day	May
2	Maximum VRE (Wind+ Solar) generation day	July
3	Maximum Solar generation day	March
4	Minimum Solar generation day	July
5	Maximum Energy Demand Day	May
5	Minimum Energy demand day	October-November
6	Minimum VRE (Wind+ Solar) generation day	January

5.9.2.1 Peak Demand Day

One of the most critical days from power planning perspective is the peak demand day and it must be ensured that there would be adequate supply for meeting the peak demand whenever it occurs. This demonstrates the capability of the system for meeting the peak demand on other days as well. From the likely hourly demand profiles of 2026-27, it has been observed that the peak demand of 277 GW in the country is likely to occur in the month of May.

Hourly generation dispatch from all the resources for the peak day is shown in the **Exhibit 5.11**

Exhibit 5.11



It has been observed that on this day when the peak demand occurs, the electricity peak and energy demand is likely to be fully met with the generation capacity mix obtained from the long-term studies. Further, it is seen that online coal capacity is running at 55% minimum power load (MPL) during the hours when full solar generation is available. The Storage is getting charged during the period when excess solar generation is available and dispatched during non-solar hours. However, RE generation could not be fully absorbed due to shape of load curve, minimum

technical loading of the coal and gas plants etc. The Gross PLF of the coal-based capacity is likely to be 65.6% on the day.

The study of short-term hourly dispatch for other critical days as given in **Table 5.13** above shows that the system is resilient and stable to meet the demand of such days with the capacity mix obtained from the Long-Term studies.

5.9.2. PLF of Coal based Capacity in 2026-27 and 2031-32

Table 5.14
Energy Generated from coal & Lignite and Average PLF of coal-based stations

Year	Likely Coal+ Lignite Based Generation (Gross) (BU)	Likely PLF of Coal Based Plants (%)
2026-27	1203.4	58.4
2031-32	1334.7	58.7

5.10

CONCLUSIONS

1. The projected All India peak electricity demand and electrical energy requirement is 277.2 GW and 1907.8 BU for the year 2026-27 and 366.4 GW and 2473.8 BU for the year 2031-32 respectively as per 20th EPS Demand projections.
2. The generation capacity addition of 211,819 MW comprising of 31,880 MW of Conventional capacity addition (Coal- 25,580 MW, Nuclear-6,300 MW) and 179,939 MW of Renewable based Capacity Addition (Large Hydro-10,462 MW, Solar-131,570, Wind- 32,537 MW, Biomass-2,318 MW, Small Hydro-352 MW PSP-2700 MW) is required during 2022-27 to meet the peak electricity demand and energy requirement for the year 2026-27. Additionally, BESS capacity of 8,680MW/34,720MWh is required in 2026-27.
3. Based on generation planning studies carried out for the period of 2022-27, the Installed Capacity for the year 2026-27 is likely to be 609,591 MW comprising of 273,038 MW of Conventional capacity (Coal-235,133MW, Gas-24,824MW, Nuclear-13,080MW) and 336,553 MW of Renewable based Capacity (Large Hydro-52,446 MW, Solar-185,566 MW Wind-72,895 MW, Small Hydro-5,200 MW, Biomass-13,000MW, PSP-7446MW) along with BESS capacity of 8,680MW/34,720 MWh.
4. Based on the study results, the country is likely to achieve a non-fossil fuel based installed capacity of 500 GW by the year 2029-30.
5. The capacity addition of 291,802 MW is required during 2027-32 to meet the peak electricity demand and energy requirement for the year 2031-32, comprising of 32,080 MW of Conventional capacity addition (Coal-25,480 MW, Nuclear-6,600 MW) and 259,722 MW of Renewable based Capacity Addition (Large Hydro-9732 MW, Solar-179,000, Wind-49,000MW, Biomass-2500 MW, Small Hydro-250MW, PSP-19,240 MW).
6. Based on generation planning studies carried out for the period of 2027-32, the installed Capacity for the year 2031-32 is likely to be 900,422 MW comprising of 304,147 MW of Conventional capacity (Coal-259,643 MW, Gas-24,824MW, Nuclear-19,680MW) and 596,275MW of Renewable based Capacity (Large Hydro-62,178 MW, Solar-364,566MW, Wind-121,895MW, Small Hydro-5450MW, Biomass-15,500 MW, PSP-26,686MW; excluding 5856 MW of likely Hydro based Imports) along with BESS capacity of 47,244MW/236,220MWh.
7. Several scenarios viz. Higher Demand requirement (Peak demand and energy requirement increases by 5%), High BESS Cost (cost increased by 25%), Conservative scenario with delayed capacity addition from different generation sources, were studied to assess the capacity addition requirement to meet the projected demand in the years 2026-27 and 2031- 32 corresponding to different plausible situations considered in the respective scenarios.
8. Based on scenario analysis, it is seen that apart from under construction coal based capacity of 26.9 GW, the additional coal based capacity required till 2031-32 may vary from 19.1 GW to around 27.1 GW across various scenarios.
9. It is also seen that the BESS requirement in 2026-27 is varying from 2.1 GW/8.4GWh to 22.8 GW/ 91.2 GWh across various scenarios considered. It is also seen that the BESS requirement in 2031-32 is varying from 38.7 GW/193.55 GWh to 67 GW/335.2 GWh.

10. Hourly studies carried out for the year 2026-27 on an hourly basis suggest that with the aforementioned capacity mix, the hourly demand will be met on each of the 365 days reliably while honoring various technical system constraints. Hourly dispatch modeling validates that the optimal resource mix can meet demand in every hour of the year i.e. there is no loss of load, even during days when the system is stressed, such as days of peak load, highest net load, highest RE variability, etc.
11. A gross generation of 2025 BU comprising of coal (and lignite) based -1203.4 BU, Gas based-34.1 BU, Nuclear based- 77.9 BU, Large Hydro based- 207.7 BU (including generation from Hydro imports), PV based-339.3 BU, Wind based- 153.5 BU and other RE based-9.1 BU, is projected during the year 2026-27 based on the generation planning studies to meet the projected hourly demand.
12. Further, for the year 2031-32, a gross generation of 2665.7 BU comprising of coal (and lignite) based -1334.8 BU, Gas based-33.4 BU, Nuclear based- 117.6 BU, Large Hydro based- 246.2 BU (including generation from Hydro imports), PV based-665.6 BU, Wind based- 258.1 BU and other RE based-10 BU, is projected during the year 2031-32 based on the generation planning studies to meet the projected hourly demand.
13. The average PLF of the total Installed coal capacity of 235.1 GW was found to be about 58.4% in 2026-27. The average PLF of the total Installed coal capacity of 259.6 GW was found to be about 58.7 % in 2031-32.

Annexure-5.1**Region wise Wind & Solar CUF considered**

NODE	NR	WR	SR	ER	NER
Solar CUF(existing)	18.49%	19.54%	19.76%	17.94%	16.67%
Solar CUF (planned/ candidate)	22.21%- 24.5%	23.47%	23.74%	21.55%	20.02%
WIND (on-shore)	24.36%	27.16%	23.93%	-	-
Wind (off-shore)		36.47%	57.49%		

Technical Parameters

Technology	Type	Availability (hr) (%)	Ramping (%/min)	Min. Technical. (%)	Start -up time		
					Hot	Warm	Cold
Coal/Lignite	Existing/Planned	85	1	55	2	5	10
	Candidate	88	1	55	2	5	10
Gas	Existing	90	5	40	1.5	2	3
Nuclear	Existing/Planned	68	Const. Load	-	-	-	-
Biomass	Existing/Planned	60	2	50	2	4	8
Hydro	Existing/Planned/ Candidate	As per available hourly generation profile	100	-	-	-	-
Solar	Existing/Planned		-	-	-	-	-
	Candidate		-	-	-	-	-
Wind	Existing/Planned		-	-	-	-	-
	Candidate		-	-	-	-	-
Pumped storage	Existing/Planned	95	50	-	-	-	-
	Candidate		50	-	-	-	-
Battery Energy Storage	Candidate	98	NA	-	-	-	-

Technology	Type	Heat Rate		up fuel (MCal/MWh)	Min. Aux. Consum. (hr)	Min. time (hr)	Start-Min. consumption (MCal/MWh)		
		At max loading	At min loading	(%)	(hr)		Hot	Warm	Cold
Coal	Existing/Planned	2300 to 2879	2438 to 3052	7.0	6	4	600	1000	1800
	Candidate (SC & USC)	2060 to 2125	2183 to 2253	6.5	6	4	600	1000	1800
Gas	Existing	2000 to 2900	2260 to 3277	2.5	4	3	30	50	90
Nuclear	Existing/Planned	2777	2777	10	6	4	-	-	-
	Candidate	2777	2777	10	-	-	-	-	-
Biomass	Existing/Planned	4200	4450	8	6	4	600	1000	1800
	Candidate	4200	4450	8	6	4	600	1000	1800
Hydro	Existing/Planned	-	-	0.7	-	-	-	-	-
	Candidate	-	-	0.7	-	-	-	-	-
Pumped Storage	Existing/Planned	-	-	pump efficiency 80 %	-	-	-	-	-
	Candidate	-	-		-	-	-	-	-
Battery Energy Storage	Candidate	-	-	Round trip losses 12%	-	-	-	-	-

Transmission Parameters

For carrying out the long-term generation expansion studies on regional basis, five Nodes have been created with inter regional Transmission links between them for Inter regional power transfer. The following values have been assumed for the inter-regional transmission links: -

Capital Cost of New Transmission Line *	Rs 10,163 /MW-km
Actual transfer capacity of lines (assumed to be SIL)	~50% of installed Capacity
Line Voltage	400 KV

*For Lines to and from NER it is assumed 2 times of the above cost

Financial Parameters

Following cost parameters have been assumed in the year 2021-2022:

Resource	Capex* (in ₹/MW)	O&M Fixed Cost (in ₹/MW)	Construction Time (in years)	Amortization /Life time (in years)
Coal	8.34 Cr	19.54 Lakh	4	25
Hydro~	6 Cr to 20 Cr	2.5% of Capex	5 to 8	40
Solar ¹	4.5 Cr to 4.1 Cr	1 % of Capex	0.5	25
Wind(Onshore)	6 Cr	1% of Capex	1.5	25
Wind(Offshore)	13.7 Cr	1% of Capex	1.5	25
Biomass	9 Cr	2% of Capex	3	20
Pumped Storage	3 Cr to 8 Cr	5 % of Capex	7	40
Battery Energy Storage	(detailed at Chapter 13)	1 % of Capex	0.5	14
Inter -Regional transmission Line Cost	10,163 /MW/Km	-	1	25

* All the Capex figures are on actual basis at the cost level of 2021-22 i.e., inflation is not considered while calculating capex.

~ The Capex values of Hydro and PSS candidates are considered as per the project cost details furnished by the respective developers for state and private sector plants and as per RCEs done periodically by CEA for central sector plants.

! Solar Cost is assumed to reduce from Rs 4.5 Cr/MW in 2021-22 to Rs 4.1 Cr/MW in 2029-30 beyond which its assumed to be the same for next two years.

Annexure 5.2

LIST OF COAL BASED PLANTS FOR LIKELY RETIREMENT DURING 2022-32

(All Figures in MW)

S.NO	NAME OF PROJECT	STATE	SECTOR	ORGANISATION	TOTAL CAPACITY (MW)
1	BARAUNI TPS U6,7	BIHAR	CENTRAL SECTOR	NTPC	2*105=210
2	TANDA TPS U1-4	UTTAR PRADESH	CENTRAL SECTOR	NTPC	4*110=440
3	DURGAPUR TPS UNIT 4*	WEST BENGAL	CENTRAL SECTOR	DVC	210
4	RAMAGUNDEM-B TPS U2	TELANGANA	STATE SECTOR	TSGENCO	62.5
5	OBRA TPS*	UTTAR PARDESH	STATE SECTOR	UPRVUNL	94
6	BANDEL U2	WEST BENGAL	STATE SECTOR	WBPDCL	1*60=60
7	PARICHHA TPS UNIT 1,2	UTTAR PARDESH	STATE SECTOR	UPRVUNL	2*110=220
8	KOTA TPS UNIT 1-2	RAJASTHAN	STATE SECTOR	RRVUNL	2*110=220
9	HARDUAGANJ TPS UNIT 7	UTTAR PRADESH	STATE SECTOR	UPRVUNL	110
10	GEPL TPP PH-I UNIT 1,2	MAHARASHTRA	PRIVATE SECTOR	GEPL	2*60=120
11	SALORA TPP U1	CHHATTISGARH	PRIVATE SECTOR	VVL	135
12	TITAGARH TPS UNIT 1-4	WEST BENGAL	PRIVATE SECTOR	CESC	4*60=240
TOTAL					2121.5

* OBRA UNIT 7 (94 MW) AND DURGAPUR TPS UNIT 4 (210 MW) HAVE BEEN RETIRED IN OCT-22 AND DEC- 2022 RESPECTIVELY.

Annexure 5.3

A. LIST OF UNDER CONSTRUCTION THERMAL PLANTS FOR LIKELY BENEFITS DURING 2022-32

(All Figures in MW)

S.NO.	NAME OF PROJECT	STATE	SECTOR	ORGANISATION	TOTAL CAPACITY (MW)
1	TALCHER TPS-III	ODISHA	CENTRAL	NTPC	1320
2	GHATAMPUR TPP/ NLC JV U-1,2,3	UTTAR PRADESH	CENTRAL	JV OF NLC & UPRVUNL	3*660=1980

3	KHURJA SCTPP UNIT 1,2	UTTAR PRADESH	CENTRAL	THDC	2*660=1320
4	TELANGANA PH-I/NTPC U-1,2	TELANGANA	CENTRAL	NTPC	2*800=1600
5	BARH STPP-I /NTPC U-2,3	BIHAR	CENTRAL	NTPC	2*660=1320
6	BUXAR TPP UNIT 1,2	BIHAR	CENTRAL	SJVNL	2*660=1320
7	NORTH KARANPURA TPP/ NTPC U- 1*,2,3	JHARKHAND	CENTRAL	NTPC	3*660=1980
8	PATRATU STPP UNIT 1-3	JHARKHAND	CENTRAL	JV OF NTPC & JHARKHAND BIDYUT VITRAN NIGAM LTD.	3*800=2400
9	SRI DAMODARAM TPS ST-II	ANDHRA PRADESH	STATE	APGENCO	800
10	NORTH CHENNAI TPP ST-III	TAMIL NADU	STATE	TANGEDCO	800
11	DR. NARLA TATA RAO TPS ST-V	ANDHRA PRADESH	STATE	APGENCO	800
12	JAWAHARPUR STPP/ UPRVUNL UNIT 1,2	UTTAR PRADESH	STATE	UPRVUNL	2*660=1320
13	OBRA-C STPP/ UPRVUNL UNIT 1,2	UTTAR PRADESH	STATE	UPRVUNL	2*660=1320
14	PANKI TPS EXTN	UTTAR PRADESH	STATE	UPRVUNL	660
15	BHUSAWAL STPP UNIT 1	MAHARASHTRA	STATE	MAHAGENCO	660
16	ENNORE SCTPP / TANGEDCO U-1,2	TAMIL NADU	STATE	TANGEDCO	2*660=1320
17	UDANGUDI STPP UNIT 1,2	TAMIL NADU	STATE	TANGEDCO	2*660=1320
18	YADADRI TPS UNIT 1-5	TELANGANA	STATE	TSGENCO	5*800=4000
19	SAGARDIGHI THERMAL POWER PLANT PH-III	WEST BENGAL	STATE	WBPDC	660
TOTAL					26900 MW

* NORTH KARANPURA STPP UNIT-1 660 MW WAS COMMISSIONED ON 18.01.2023

B. LIST OF UNDER CONSTRUCTION LARGE HYDRO PLANTS FOR LIKELY BENEFITS DURING 2022-32

(All Figures in MW)

S.NO.	NAME OF PROJECT	STATE	SECTOR	ORGANISATION	TOTAL CAPACITY (MW)
1	VYASI UNIT 1,2	UTTARAKHAND	CENTRAL	UJVNL	2*60=120
2	SUBANSIRI LOWER UNIT 1-8	ARUNACHAL PRADESH	CENTRAL	NHPC	8*250=2000
3	PAKAL DUL UNIT 1-4	JAMMU & KASHMIR	CENTRAL	CVPPPL	4*250=1000
4	RATLE UNIT 1-5	JAMMU & KASHMIR	CENTRAL	RHEPPL/NHPC	4*205+1*30=850
5	PARBATI ST. II	HIMACHAL PRADESH	CENTRAL	NHPC	4*200=800

	UNIT 1-4				
6	KIRU UNIT 1-4	JAMMU & KASHMIR	CENTRAL	CVPPPL	4*156=624
7	KWAR UNIT 1-4	JAMMU AND KASHMIR	CENTRAL	CVPPPL	4*135=540
8	TAPOVAN VISHNUGAD UNIT 1-4	UTTARAKHAND	CENTRAL	NTPC	4*130=520
9	TEESTA- VI UNIT 1-4	SIKKIM	CENTRAL	NHPC	4*125=500
10	VISHNUGAD PIPALKOTI UNIT 1-4	UTTARAKHAND	CENTRAL	THDC	4*111=444
11	LUHRI STAGE-I UNIT 1-4	HIMACHAL PRADESH	CENTRAL	SJVNL	2*80+2*25=210
12	RAMMAM - III UNIT 1-3	WEST BENGAL	CENTRAL	NTPC	3*40=120
13	RANGIT-IV UNIT 1-3	SIKKIM	CENTRAL	NHPC	3*40=120
14	DHAULASIDH U1,2	HIMACHAL PRADESH	CENTRAL	SJVNL	2*33=66
15	NAITWAR MORI UNIT 1,2	UTTARAKHAND	CENTRAL	SJVNL	2*30=60
16	LATA TAPOVAN UNIT 1-3	UTTARAKHAND	CENTRAL	NTPC	3*57=171
17	POLAVARAM UNIT 1-12	ANDHRA PRADESH	STATE	POLAVARAM PROJECT AUTHORITY	12*80=960
18	SHONGTONG KARCHAM UNIT 1-3	HIMACHAL PRADESH	STATE	HPPCL	3*150=450
19	SHAHPURKANDI UNIT 1-7	PUNJAB	STATE	PSPCL	6*33+1*8=206
20	LOWER KOPILI UNIT 1-5	ASSAM	STATE	APGCL	2*55+1*5+2*2.5=120
21	UHL-III UNIT 1-3	HIMACHAL PRADESH	STATE	BVPCL	3*33.33=100
22	PALLIVASAL XT UNIT 1,2	KERALA	STATE	KSEB	2*30=60
23	THOTTIYAR UNIT 1,2	KERALA	STATE	KSEB	1*30+1*10=40
24	PARNAI UNIT 1-3	JAMMU & KASHMIR	STATE	JKSDPC	3*12.5=37.5
25	LOWER KALNAI UNIT 1,2	JAMMU AND KASHMIR	STATE	JKSPDC	2*24=48
26	KUTEHR UNIT 1-3	HIMACHAL PRADESH	PRIVATE	JSW ENERGY LTD	3*80=240
27	TIDONG-I UNIT 1-3	HIMACHAL PRADESH	PRIVATE	M/S STATKRAFT INDIA PVT. LTD.	3*50=150
28	MAHESHWAR UNIT 1-10	MADHYA PRADESH	PRIVATE	SMHPCL	10*40=400
29	PANAN UNIT 1-4	SIKKIM	PRIVATE	HIMGIRI HYDRO ENERGY PVT. LTD.	4*75=300

30	PHATA BYUNG UNIT 1,2	UTTARAKHAND	PRIVATE	LANCO	2*38=76
31	RANGIT-II UNIT 1,2	SIKKIM	PRIVATE	SIKKIM HYDRO POWER VENTURES LIMITED	2*33=66
32	BHASMEY UNIT 1-2	SIKKIM	PRIVATE	GATI INFRASTRUCTURE	2*25.5=51
33	TANGNU ROMAI- I UNIT 1,2	HIMACHAL PRADESH	PRIVATE	TRPG	2*22=44
TOTAL					11494

C. LIST OF UNDER CONSTRUCTION PUMPED STORAGE PLANTS FOR LIKELY BENEFITS DURING 2022-32

(All Figures in MW)

S.NO.	NAME OF PROJECT	STATE	SECTOR	ORGANISATION	TOTAL CAPACITY (MW)
1	TEHRI UNIT 1-4	UTTARAKHAND	CENTRAL	THDC	4*250=1000
2	KUNDAH UNIT 1-4	TAMIL NADU	STATE	TANGEDCO	4*125=500
3	KOYNA LEFT BANK UNIT 1,2	MAHARASHTRA	STATE	WRD	2*40=80
4	PINNAPURAM	ANDHRA PRADESH	PRIVATE	GREENKO AP01 IREP PRIVATE LIMITED	4X240+2X120=1200
TOTAL					2780

Annexure 5.4

A. LIST OF CANDIDATE THERMAL PLANTS FOR LIKELY BENEFITS DURING 2022-32

S.NO.	NAME OF PROJECT	STATE	SECTOR	TOTAL CAPACITY (MW)
1	NLC TALABIRA STPS	ODISHA	CENTRAL	3X800=2400
2	LARA STPP-II	CHHATTISGARH	CENTRAL	2X800=1600
3	SIPAT-III	CHHATTISGARH	CENTRAL	800
4	DARLIPALI-II	ODISHA	CENTRAL	800
5	TPS-II 2 ND EXPANSION	TAMIL NADU	CENTRAL	2X660=1320
6	SINGRAULI STPP-III	UTTAR PRADESH	CENTRAL	2X800=1600
7	RAGHUNATHPUR TPS, PH-II	WEST BENGAL	CENTRAL	2X660=1320
8	DURGAPUR TPS	WEST BENGAL	CENTRAL	800
9	KODERMA TPS	JHARKHAND	CENTRAL	2X800=1600
10	MEJA-II	UTTAR PRADESH	CENTRAL	2X660=1320
11	BUXAR	BIHAR	CENTRAL	1X660=660
12	SUPER CRITICAL PP, KORBA WEST	CHHATTISGARH	STATE	2X660=1320
13	CHANDRAPURA	MAHARASHTRA	STATE	1X660=660
14	AMARKANTAK TPS	MP	STATE	1X660=660

15	KORADI (REPLACEMENT)	MAHARASHTRA	STATE	2X660=1320
16	UKAI TPC, TAPI U#7	GUJARAT	STATE	1X800=800
17	SINGRANI U#3	TELANGANA	STATE	1X800=800
18	YAMUNA NAGAR TPP U#3	HARYANA	STATE	1X800=800
TOTAL				20580 MW

B. LIST OF ADDITIONAL CANDIDATE COAL PLANTS FOR DEVELOPMENT IN FUTURE DURING 2022-32

S.NO.	NAME OF PROJECT	STATE	SECTOR	TOTAL CAPACITY (MW)
1	NLC TALABIRA STPS, SAMBALPUR, ODISHA	ODISHA	CENTRAL	1X800=800
2	MBPP SUNDERGARH	ODISHA	CENTRAL	2X800=1600
3	NTPC NABINAGAR (NPGC)-II	BIHAR	CENTRAL	3X660=1980
4	GODHNA TPS, CHAMPA	KARNATAKA	CENTRAL	2X800=1600
5	SATPURA TPS	MP	CENTRAL	1X660=660
6	CHHABRA TPS U#7 & 8	RAJASTHAN	CENTRAL	2X660=1320
7	KALISINDH TPS	RAJASTHAN	CENTRAL	1X800=800
8	UDANGUDI STPP II&III	TAMIL NADU	CENTRAL	2X660=1320
TOTAL				10080 MW

C. LIST OF CANDIDATE HYDRO PLANTS FOR LIKELY BENEFITS DURING 2022-32

(All Figures in MW)

S.NO.	NAME OF PROJECT	STATE	SECTOR	ORGANISATION	TOTAL CAPACITY (MW)
1	WAH UMIAM STAGE-III (MAWPHU STAGE-II)	MEGHALAYA	CENTRAL	NEEPCO	85
2	SUNNI DAM	HIMACHAL PRADESH	CENTRAL	SJVNL	382
3	URI-I (STAGE-II)	J & K	CENTRAL	NHPC	240
4	NAFRA	ARUNACHAL PRADESH	CENTRAL	NEEPCO	120
5	TEESTA ST-IV	SIKKIM	CENTRAL	NHPC	520
6	DUGAR	HIMACHAL PRADESH	CENTRAL	NHPC	500
7	DIBANG	ARUNACHAL PRADESH	CENTRAL	NHPC	2880
8	DULHASTI STAGE-II	J & K	CENTRAL	CVPPPL	260
9	NEW GANDERWAL	J & K	STATE	JKSPDC	93
10	CHANJU-III	HIMACHAL PRADESH	STATE	HPPCL	48
11	DEOTHAL CHANJU	HIMACHAL PRADESH	STATE	HPPCL	30
12	KIRTHAI-II	J & K	STATE	JKSPDC	930
13	THANA PLAUN	HIMACHAL PRADESH	STATE	HPPCL	191
14	MYNTDU LESHKA STAGE-II	MEGHALAYA	STATE	MEPGCL	210
15	SIRKARI BHYOL RUPSIABAGAR	UTTARAKHAND	STATE	UJVNL	120
16	DIKHU HEP	NAGALAND	PRIVATE	M/S MANU ENERGY PVT. LTD.	186

17	TALONGA LONDA	ARUNACHAL PRADESH	PRIVATE	GLHPL	225
18	TATO-I	ARUNACHAL PRADESH	PRIVATE	SHPL	186
19	DEMWE LOWER	ARUNACHAL PRADESH	PRIVATE	ATHENA DEMWE POWER PVT LTD.	1750
TOTAL					8956

D. LIST OF CANDIDATE PUMPED STORAGE PLANTS FOR LIKELY BENEFITS DURING 2022-32**(All Figures in MW)**

S.NO.	NAME OF PROJECT	STATE	SECTOR	ORGANISATION	TOTAL CAPACITY (MW)	
1	TURGA	WEST BENGAL	STATE	WBSEDCL	1000	
2	SHARAVATHY PSP	KARNATAKA	STATE	KARNATAKA POWER CORP. LTD.	2000	
3	SOMASILA	ANDHRA PRADESH	STATE	NREDCAP	900	
4	OWK	ANDHRA PRADESH	STATE	NREDCAP	800	
5	YERRAVARAM	ANDHRA PRADESH	STATE	NREDCAP	1200	
6	PAIDIPALEM EAST	ANDHRA PRADESH	STATE	NREDCAP	1200	
7	PAIDIPALEM NORTH	ANDHRA PRADESH	STATE	NREDCAP	1000	
8	SINGANAMALA	ANDHRA PRADESH	STATE	NREDCAP	800	
9	UPPER SILERU	ANDHRA PRADESH	STATE	APGENCO	1350	
10	WARASAGAON	MAHARASHTRA	STATE	WRD, MAHARASHTRA	1200	
11	UPPER INDRAVATI	ODISHA	STATE	OHPC	600	
12	GANDIKOTA	ANDHRA PRADESH	PRIVATE	ADANI GREEN ENERGY LTD.	1000	
13	CHITRAVATHI	ANDHRA PRADESH	PRIVATE	ADANI GREEN ENERGY LTD.	500	
14	BHAVALI	MAHARASHTRA	PRIVATE	JSW	1500	
15	MP 30 GANDHI SAGAR	MADHYA PRADESH	PRIVATE	GREENKO	1440	
16	SAUNDATTI PSP	KARNATAKA	PRIVATE	GREENKO	1260	
17	KURUKUTTI	ANDHRA PRADESH	PRIVATE	ADANI GREEN ENERGY LTD.	1200	
18	KARRIVALASA	ANDHRA PRADESH	PRIVATE	ADANI GREEN ENERGY LTD.	1000	

19	SUKHPURA OFF-STREAM	RAJASTHAN	PRIVATE	GREENKO	2560
20	SHAHPUR	RAJASTHAN	PRIVATE	GREENKO	1800
TOTAL					24310

Annexure-5.5**LIST OF UNDER CONSTRUCTION NUCLEAR PLANTS FOR LIKELY BENEFITS DURING 2022-32****(All Figures in MW)**

S.NO.	NAME OF GENERATOR	DEVELOPER	STATE	INSTALLED CAPACITY (MW)
1	KAKRAPARA A.P.S. UNIT 3,4	NPCIL	GUJARAT	2*700=1400
2	KUDANKULAM UNIT 3,4,5,6	NPCIL	TAMILNADU	4*1000=4000
3	PFBR NEW UNIT 1	BHAVINI	TAMILNADU	500
4	RAJASTHAN A.P.S. UNIT 7-8	NPCIL	RAJASTHAN	2*700=1400
5	GORAKHPUR UNIT 1,2	NPCIL	HARYANA	2*700=1400
TOTAL				8700

LIST OF NUCLEAR PLANTS ACCORDED ADMINISTRATIVE APPROVAL AND FINANCIAL SANCTION FOR LIKELY BENEFITS DURING 2022-32**(All Figures in MW)**

S.NO.	NAME OF GENERATOR	DEVELOPER	STATE	INSTALLED CAPACITY (MW)
1	GORAKHPUR UNIT 3,4	NPCIL	HARYANA	2*700=1400
2	KAIGA A.P.S. UNIT 5,6	NPCIL	KARNATAKA	2*700=1400
3	CHUTKA UNIT 1,2	NPCIL	MADHYA PRADESH	2*700=1400
4	MAHI BANSWARA RAJASTHAN ATOMIC POWER PROJECT UNIT 1,2,3,4	NPCIL	RAJASTHAN	4*700=2800
TOTAL				7000

Annexure-5.6**LIST OF HYDRO BASED IMPORTS FROM NEIGHBOURING COUNTRIES FOR LIKELY BENEFITS****(All Figures in MW)**

S.NO.	PLANT NAME	CAPACITY (IN MW)
1	PUNATSANGCHH U 1	1200
2	PUNATSANGCHH U 2	1020
3	KHOLONGCHU	600
4	ARUN-III	900
TOTAL		3720 MW

CHAPTER 6

RENEWABLE ENERGY SOURCES IN INDIA

6.0 INTRODUCTION

To promote human welfare through social and economic development, the supply of electricity needs to be secure and have a low impact on the environment to achieve sustainable development. Renewable energy plays a key role in achieving the set objectives, especially in mitigating climate change.

Renewable energy sources are clean, inexhaustible and due to technological innovation becoming competitive with the fossil fuel-based sources. Renewable energy sources are vital for combating climate change and limiting its devastating effects. The global average temperature has risen by an average 1.09 °C from the 1850-1900 (IPCC report) which clearly indicates that some necessary steps have to be taken at the earliest to keep global temperature within permissible limits. Keeping this in mind Renewable Energy received important backing from the international community through the Paris Accord signed at the UNFCCC Summit held in December 2015.

The central aim of the Paris Agreement is to strengthen the global response to the threat of climate change by keeping the global temperature rise of this century well below 2 degree Celsius above pre-industrial levels and to pursue efforts to limit the temperature increase even further to 1.5 degrees Celsius. The Paris Agreement requires all Parties to put forward their best efforts through “nationally determined contributions” (NDCs) and to strengthen these efforts in the years ahead.

India’s nationally determined contributions (NDCs) consists of a goal to achieve about 50 percent cumulative electric power installed capacity from non-fossil fuel-based energy resources by 2030.

This chapter detailed the status of Renewable energy in India, major Renewable Energy sources and its potential, new emerging technologies, challenges associated with the integration of renewable energy sources with the grid and how we can deal with these challenges.

6.1 PRESENT STATUS OF RENEWABLE ENERGY IN THE COUNTRY

India is endowed with large renewable energy potential comprising of solar, wind, large hydro, small hydro, biomass and other renewable energy sources. As per Hydro Policy, 2019 notified on 08.03.2019 Large Hydro power projects (LHPs, i.e., >25 MW) are declared as Renewable Energy source. India has achieved a cumulative installed renewable energy capacity (including large hydro) of 156607.90 MW as on 31.03.2022 as shown in **Table 6.1** and share of each RE source is shown in **Exhibit 6.1**. State wise installed capacity of Renewable energy sources as on 31.03.2022 is attached in **Annexure-6.1**.

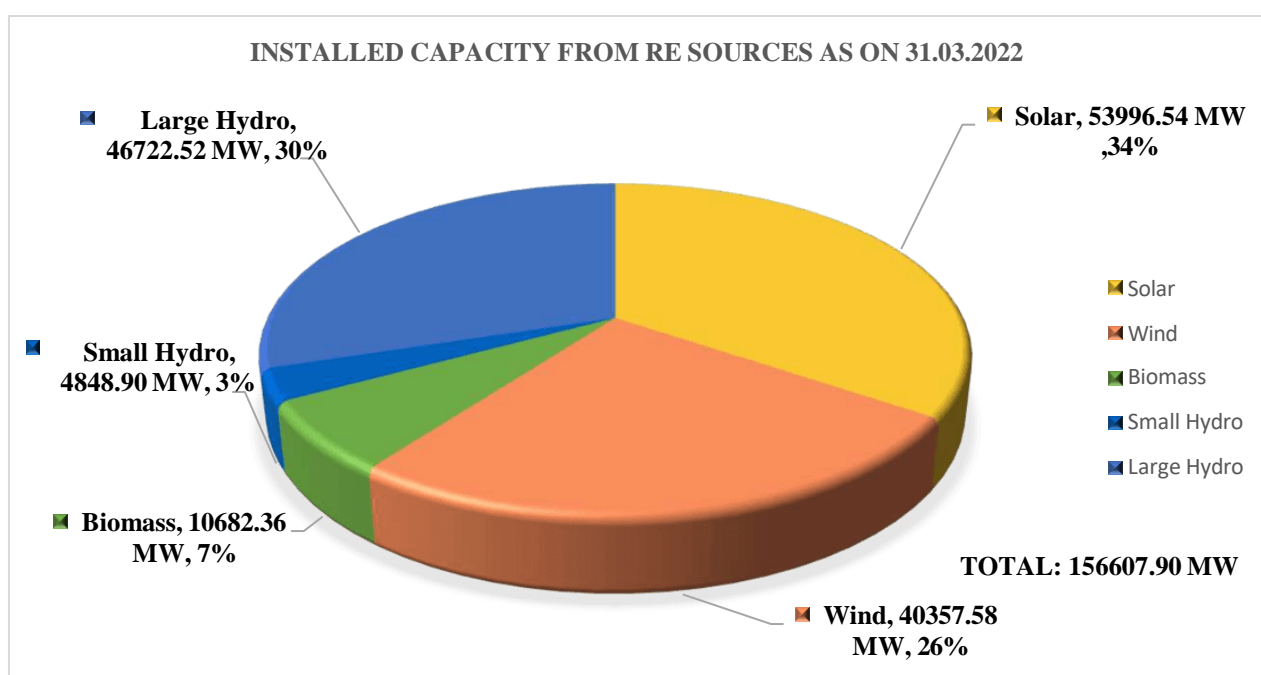
Table 6.1

Installed Capacity of Grid-connected Renewable Power Plants (As on 31.03.2022)

Renewable Energy Source	Installed capacity (MW)
Large Hydro (including PSP)	46722.52
Solar	53996.54
Wind	40357.58
Bio-Power & Waste Power	10682.36
Small Hydro	4848.90
Total	156607.90

Exhibit 6.1

(All figures in MW)



The installed capacity of RE sources as on 31.12.2022 stands at 167750.32 MW, in which 63302.49 MW is solar and 41929.78 MW is wind power.

Share of installed capacity of Renewable energy sources in total installed capacity and share of electricity generation from RE sources in total electricity is increasing continuously, which is shown in **Table 6.2**

Table 6.2

India's RE Sector at a Glance

Year	Installed RE Capacity (in MW)	% Share of RE in total Installed Capacity	Generation from Renewable Sources (in BU)	Total Generation from all sources (in BU)	% Share of RE in Generation
2017-18	114315.8	33.23	227.95	1308.14	17.43
2018-19	123040.9	34.55	261.65	1376.1	19.01
2019-20	132726.9	35.86	294.09	1389.1	21.17
2020-21	140643	36.80	297.55	1381.86	21.53
2021-22	156607.90	39.20	322.54	1491.9	21.54

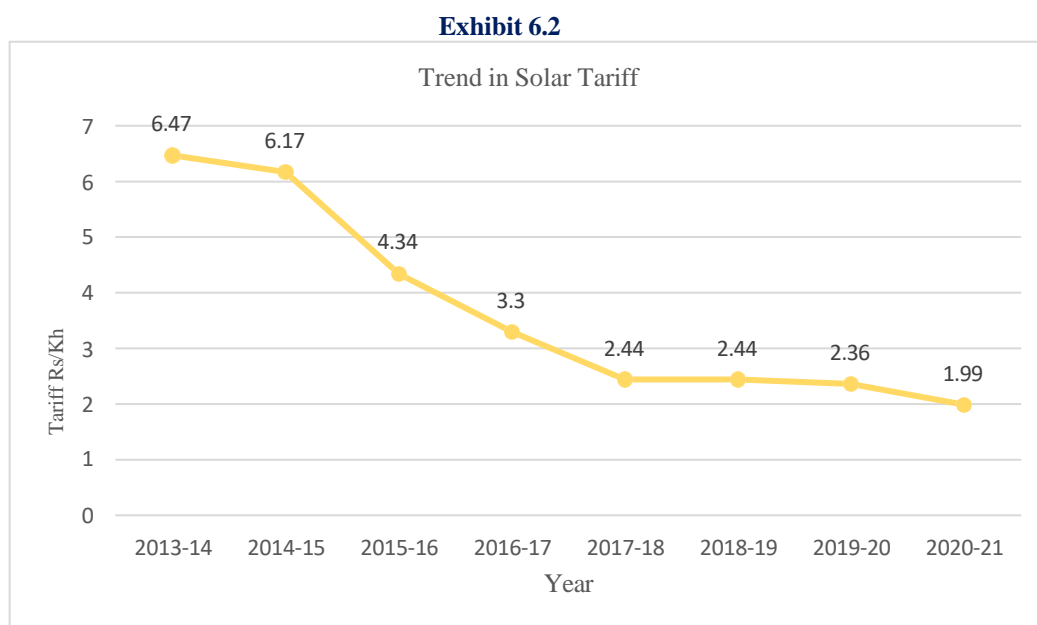
6.2 OVERVIEW OF RENEWABLE ENERGY TECHNOLOGIES

6.2.1 Solar Energy

India is endowed with vast solar energy potential. About 5,000 trillion kWh per year energy is incident over India's land area, with most parts receiving 4-7 kWh per sq. m per day. Solar also provides the ability to generate power on a distributed basis and enables rapid capacity addition with short lead times. From an energy security perspective, solar is the most secure of all sources, since it is abundantly available.

There has been a visible impact of solar energy in the Indian energy scenario during the last few years. Solar energy based decentralized and distributed applications have benefited millions of people in Indian villages by meeting their cooking, lighting and other energy needs in an environment friendly manner. Solar energy sector in India has emerged as a significant player in the grid connected power generation capacity over the years. It supports the government agenda of sustainable growth, while emerging as an integral part of the solution to meet the nation's energy needs and is an essential player for energy security. With technological improvements, economy of scale and reduction in solar cell/ module prices, solar tariff in India is now competitive and has achieved grid parity.

India has witnessed a steep decline in solar tariffs from Rs. 6.47/ kWh in 2013-14 to Rs. 1.99/kWh in December, 2020 as shown in **Exhibit 6.2**

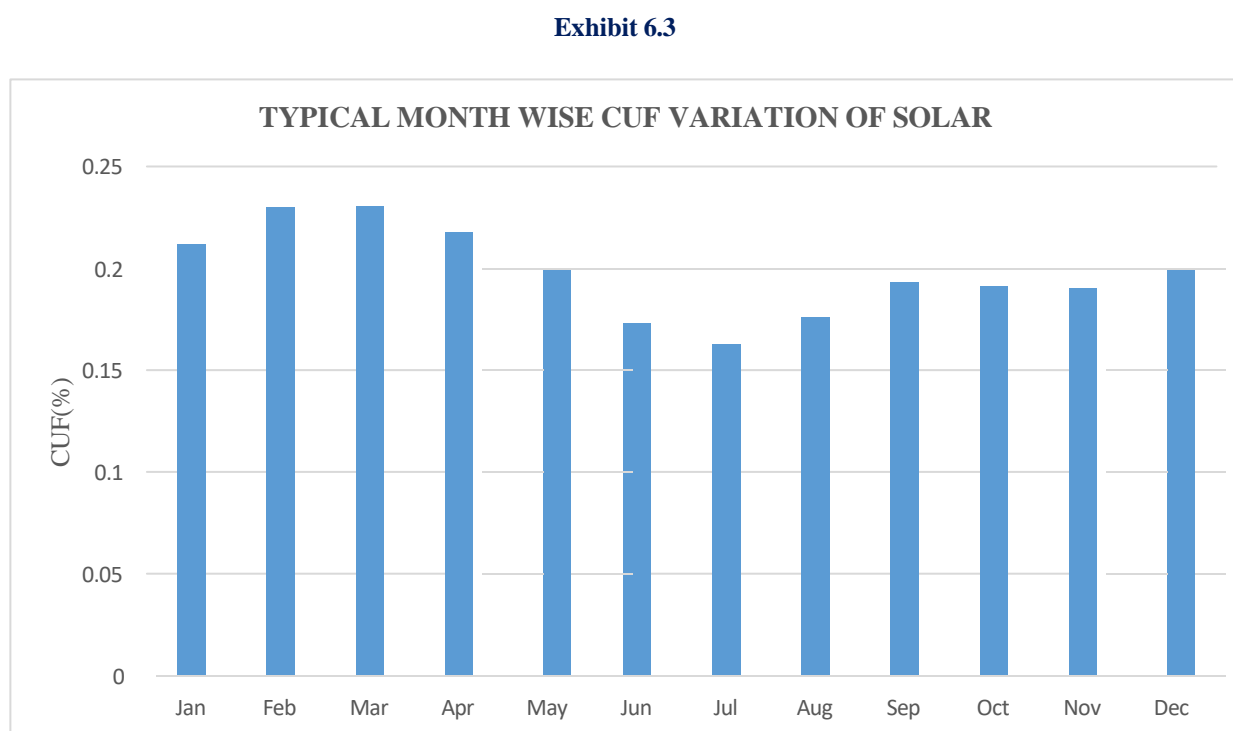


(Source: Ministry of New and Renewable Energy, India)

6.2.1.1 Solar Energy Potential in India:

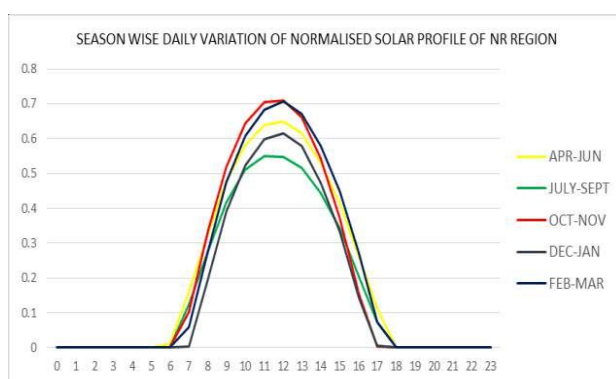
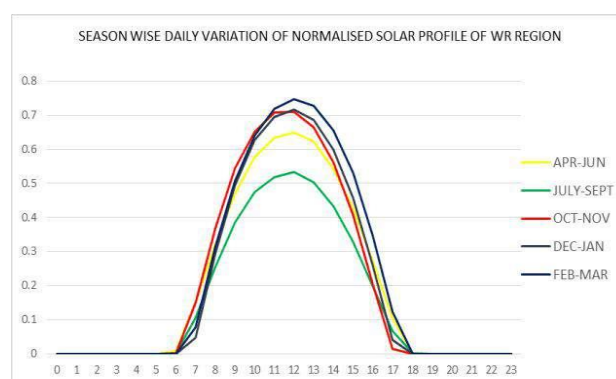
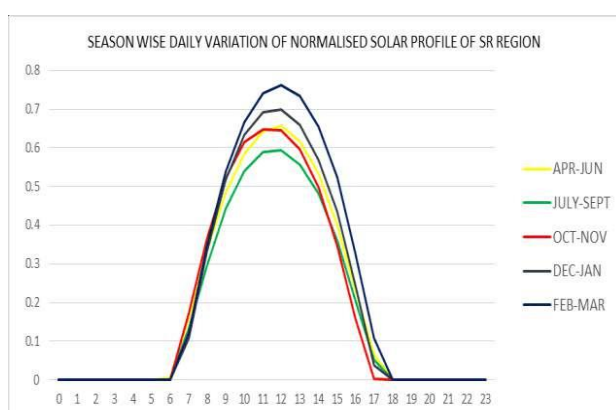
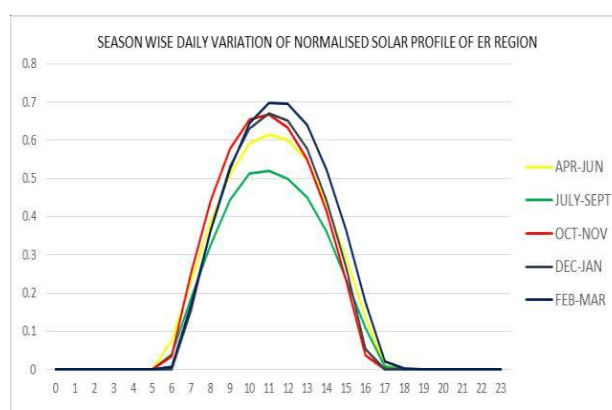
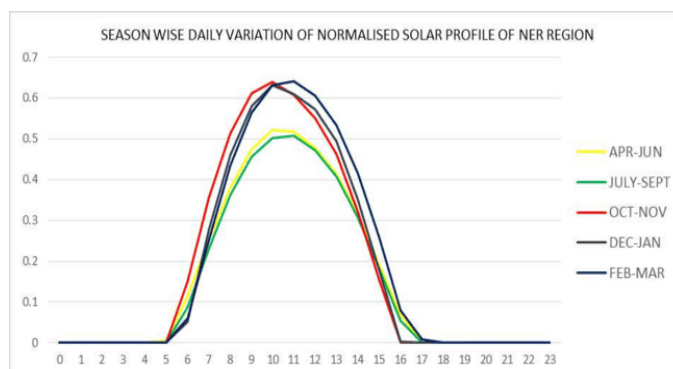
National Institute of Solar Energy (NISE) has assessed the Country's solar potential of about 748 GW assuming 3% of the waste land area to be covered by Solar PV modules. State-wise estimated solar energy potential is shown in **Annexure-6.2**.

A typical normalized monthly generation profile of solar is shown in the **Exhibit 6.3**.



As shown in **Exhibit 6.3**, the average solar generation is maximum in the month of Feb-March.

Season Wise Daily Variation of normalized solar profile for different regions is shown in **Exhibit 6.4 (a) to (e)**

Exhibit 6.4 (a)**Exhibit 6.4 (b)****Exhibit 6.4 (c)****Exhibit 6.4 (d)****Exhibit 6.4 (e)****6.2.1.2 Status of Grid Connected Solar:**

As on 31.03.2022, India has achieved 5th rank in the world in solar power deployment. The solar power installed capacity has increased significantly in the last five years from 2.6 GW in March 2014 to 54 GW in March 2022.

Year wise achievement of Grid connected solar power project is shown in **Table 6.3:**

Table 6.3
Year-wise Grid Connected Solar power in the Country

S.NO	YEAR	CAPACITY ADDED DURING F.Y (MW)	CUMULATIVE CAPACITY (MW)
1	2017-18	9362.65	21651.48
2	2018-19	6529.20	28180.71
3	2019-20	6447.14	34627.82
4	2020-21	5457.55	40085.37
5	2021-22	13911.17	53996.54

6.2.2 Wind energy:

India's wind energy sector is led by the indigenous wind power industry and has shown consistent progress. The expansion of the wind industry has resulted in a strong ecosystem, project operation capabilities and manufacturing base of about 10,000 MW per annum (as per MNRE). The country currently has the fourth highest wind installed capacity in the world, with total installed capacity of 40.357 GW as on 31.03.2022.

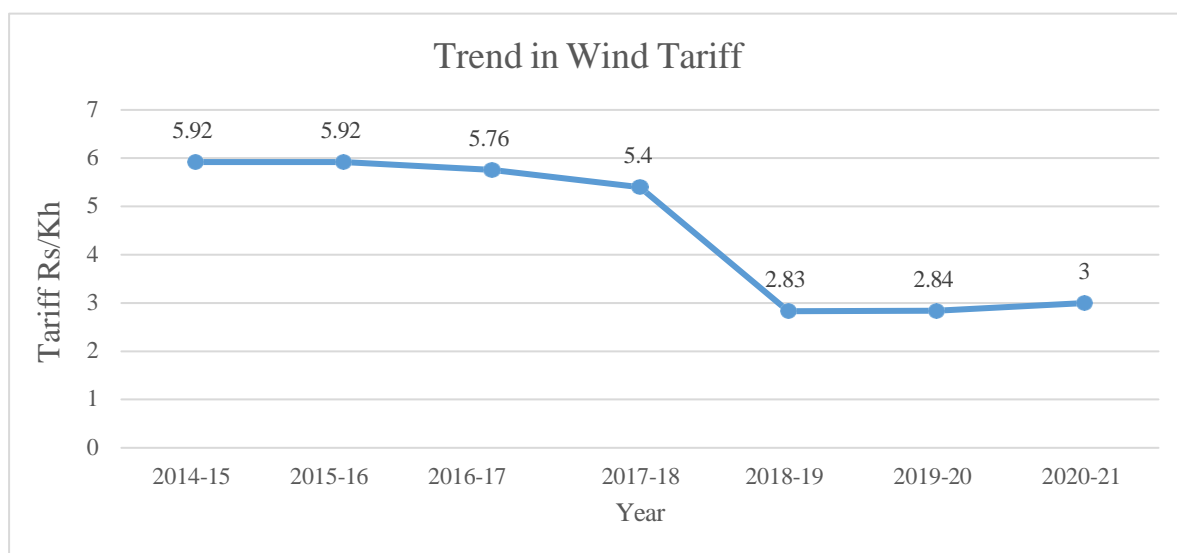
The Government is promoting wind power projects in the entire country through private sector investment by providing various fiscal and financial incentives such as Accelerated Depreciation benefit; concessional custom duty exemption on certain components of wind electric generators. Besides, Generation Based Incentive (GBI) Scheme was available for the wind projects commissioned before 31st March 2017.

In addition to fiscal and other incentives, as stated above, the following steps also have been taken to promote installation of wind capacity in the country:

- i. Technical support, including wind resource assessment and identification of potential sites through the National Institute of Wind Energy, Chennai.
- ii. Issued Guidelines for Tariff Based Competitive Bidding Process for Procurement of Power from Grid Connected Wind Power Projects with an objective to provide a framework for procurement of wind power through a transparent process of bidding including standardization of the process and defining of roles and responsibilities of various stakeholders. These Guidelines aim to enable the Distribution Licensees to procure wind power at competitive rates in a cost-effective manner.

India witnessed a steep decline in wind tariffs from Rs. 5.92/ kWh in 2014-15 to Rs. 3/kWh in December, 2020 as shown in **Exhibit 6.5**

Exhibit 6.5



(Source: Ministry of New and Renewable Energy, India)

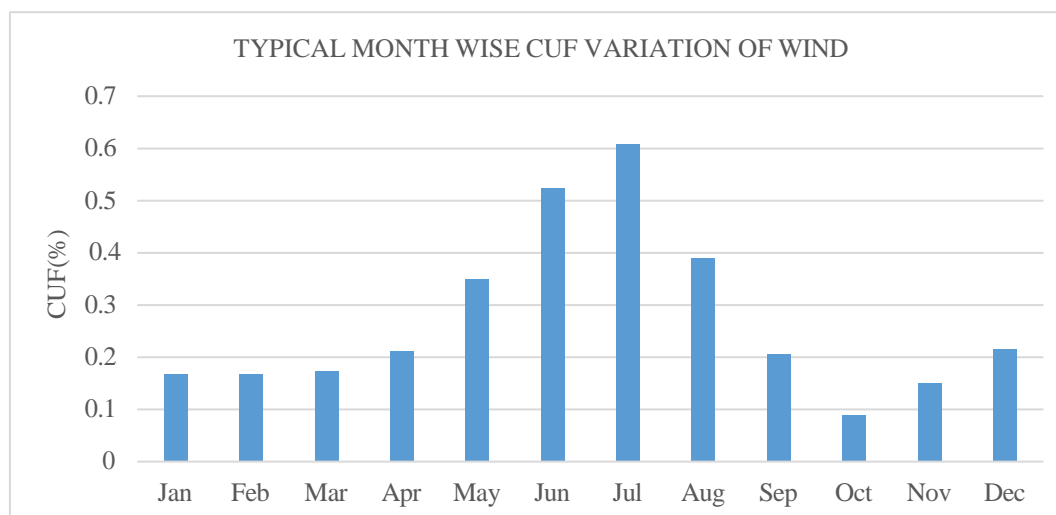
Wind Energy Potential in India:

Wind is an intermittent and site-specific resource of energy and therefore, an extensive Wind Resource Assessment is essential for the selection of potential sites. The Government, through National Institute of Wind Energy (NIWE), has installed over 800 wind-monitoring stations all over country and issued wind potential maps at 50 m, 80 m, 100 m and 120 m above ground level. The recent assessment indicates a gross wind power potential of 302 GW in the country at 100 m and 695.50 GW at 120 m above ground level. Most of this potential exists in seven windy States as shown in **Annexure-6.2**.

Generation Profile of Wind:

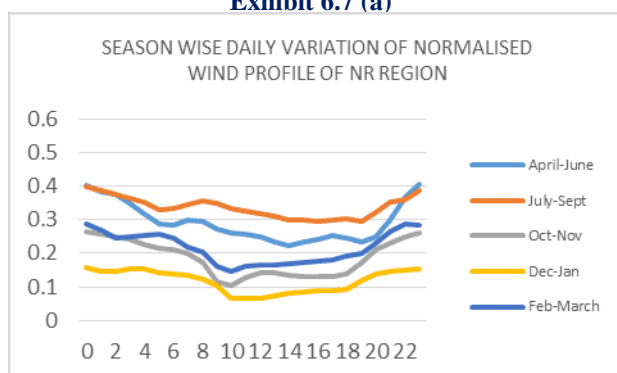
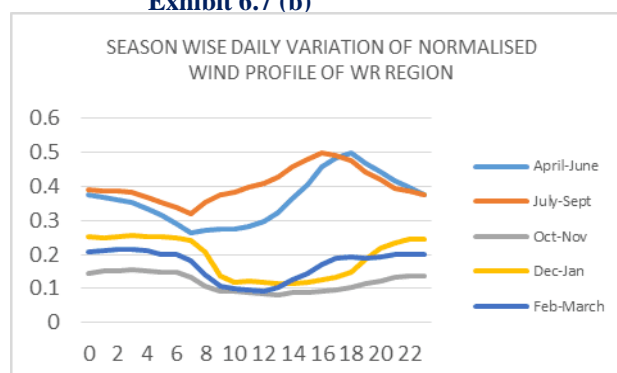
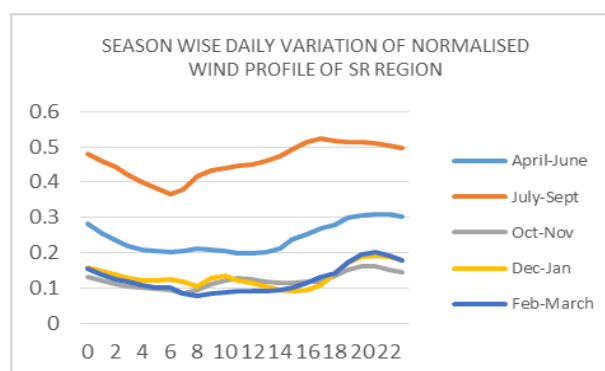
Wind energy is subjected to daily and seasonal weather patterns. Changes in wind generation occur slowly during the course of hours during approaching storm. This is different from the solar generation, where changes occur rapidly and variation may be from second to second due to cloud cover.

A typical normalized monthly generation profile of a wind is shown in **Exhibit 6.6**.

Exhibit 6.6

As it can be seen from **Exhibit 6.6** that, wind generation is usually more in the period May to Aug, which coincides with the monsoon period in India.

Season Wise Daily Variation of normalised wind profiles for different regions is shown in **Exhibit 6.7 (a) to (c)**

Exhibit 6.7 (a)**Exhibit 6.7 (b)****Exhibit 6.7 (c)**

6.2.3 Large Hydro:

The inherent benefits of hydroelectric power, whether in terms of technical, economic and environmental benefits, make it an important contributor to the future energy mix, particularly in the developing countries like India. India has an ever-intensifying need for power and water supplies and has large hydro potential to be harnessed.

While development of all the remaining hydroelectric potential could not hope to cover total future demand for electricity, implementation of even half of this potential could thus have enormous environmental benefits in view of avoiding generation from fossil fuels.

As the impacts of climate change become evident globally, governments are increasingly looking for ways to reduce their greenhouse gas emissions. For countries seeking to reduce or install no-carbon generation options, hydropower projects can be one of the reliable options to achieve carbon neutral economy. Hydropower projects are clean, renewable energy and the schemes are generally integrated within multipurpose development schemes like construction of dam, secure water supply, irrigation for food production and flood control, and societal benefits such as increased recreational opportunities, improved navigation, development of fisheries, cottage industries, etc.

It has the lowest operating costs and longest plant life, compared to other large scale generating options. Once the initial investment has been made in the necessary civil works, the plant life can be extended economically by periodic maintenance at minimal cost and replacement of electromechanical equipment (replacement of turbine runners, rewinding of generators, etc. - in some cases the addition of new generating units). Typically, a hydro plant in service for 40-50 years can have its operating life doubled.

Electrical System Benefits

Hydropower, as an energy supply, provides unique benefits to an electrical system. First, when stored in large quantities in the reservoir behind a dam, it is immediately available for use when required. Second, the energy source can be rapidly adjusted to meet demand instantaneously. These benefits are a part of a large number of benefits which include:

- i. **Black start capability** - The ability to start generation without any external source of power. This service allows system operators to provide auxiliary power to more complex generation sources that could take a long time to restart. Systems with hydroelectric generation can restore service more rapidly than those dependent solely on thermal generation.
- ii. **Regulation and frequency response** - The ability to meet small fluctuations in power system. When a system is unable to respond properly to load changes its frequency changes, resulting not just in a loss of power, but potential damage to electrical equipment connected to the system. Hydropower's fast response characteristic makes it especially valuable in load-frequency control.
- iii. **Spinning reserve** - The ability to run at zero load while synchronized to the electric system. When loads increase, additional power can be loaded rapidly into the system to meet demand. Hydropower can provide this service while not consuming additional fuel, thereby assuring minimal emissions.
- iv. **Non-spinning reserve** - The ability to enter generation into an electrical system from a source not on line. While other energy sources can also provide non-spinning reserve, hydropower's quick start capability is unparalleled, taking just a few minutes, compared to other sources.
- v. **Voltage support** - The ability to control reactive power to maintain stable voltage profiles in transmission network, thereby assuring that power flows from generation to load.

Providing Stability to Power Grid and support for Integration of variable Renewable Energy Sources

The power system operation stability requires the system to minimize fluctuations between demand and supply. This encompasses, for example, short term reserves (generation, storage, demand response) to cover potential incidents which decrease power supply to the system, or to respond to short-term variations in demand and generation. Hydropower therefore, provides an ideal solution for the challenges of a transitioning power system.

Hydropower brings a strong contribution to flexibility in the power system by filling the gap between supply and demand that has been induced by the non-dispatchable variability of RES. The storage capabilities of many hydropower plants make them a perfect instrument for optimizing the use of variable RES over shorter and longer periods, thus facilitating the integration of variable RES into the power system and providing a key tool to maintain a stable and balanced grid.

Hydropower also provides a number of ancillary services which are needed in order to manage a transmission system in a way that secures system stability and security of supply. Moreover, during power system restoration, such as in the case of an extreme event (e.g., blackout), auxiliary loads of conventional thermal and nuclear power plants need external power source, which can be provided quickly by hydropower.

Hydropower plants with reservoirs, reduces the dependency on the variability of the natural inflow and enable adjustments of power generation to the variability in demand. These plants are operated on a scheduled basis taking into account data regarding water flow forecast and consumption patterns. They are commonly used for intense load following and to meet peak demand. The generation of peak-load energy from reservoir type hydropower plants allows the optimization of base-load power generation from other less flexible electricity sources, such as nuclear and thermal power plants.

Hydro-Electric Potential:

India has considerable hydro power potential, which can play a key role in reducing the carbon footprint of the Indian power sector. For assessment of the hydroelectric potential in the country, Central Electricity Authority carried out a Reassessment study in various river basins during the period 1978-87. As per these studies, total hydropower potential in the country was assessed as 84,044 MW (at 60% load factor) from a total number of 845 identified hydroelectric schemes which when fully developed would result in an installed capacity of about 1,48,701 MW. The hydroelectric potential includes 592 Hydroelectric schemes, each having installed capacity above 25 MW totalling to be 1,45,320 MW. The total energy potential has been assessed as 600 billion units per year.

As on 31st March 2022, Hydro Electric Schemes (above 25 MW capacity) have a total installed capacity of 46,722.52 MW including Pumped Storage Schemes (PSS) capacity of 4,745.60 MW. Summary of the status of Hydro Electric Potential development in the country is indicated in **Table 6.4**

Table: 6.4
Summary of the status of Hydro Electric Potential (As on 31.03.2022)

	Conventional			Pumped Storage		
	Nos	Capacity (MW)	(%)	Nos	Capacity (MW)	(%)
Total Potential	592	145320		63	96529.6	
Schemes under Operation	203	41976.90	28.75	8	4745.6	4.92
Schemes under Construction	24	9747.50	6.71	2	1500	1.55
Schemes in which construction is held up	8	1156.00	0.80	1	80	0.08
DPRs Concurred by CEA & yet to be taken up for construction	29	22268	15.32	2	2200	2.28
DPRs under Examination by CEA	2	756	0.52	-	-	
DPRs returned by CEA for resubmission	25	7777.1	5.35	-	-	
Under S & I for preparation of DPRs	14	4295	2.96	17	16770	17.37
Schemes under S&I- Held up	61	14069	9.68	1	660	0.68
Total Developed/ Under Development	203/ 163	41976.90/ 60068.6	28.89/ 41.34	8/ 23	4745.6/ 21210	4.92/ 21.97

6.2.4 Small Hydro:

In India, hydro power plants of 25 MW or below capacity are classified as small hydro, which have further been classified into micro (100 kW or below), mini (101 kW - 2 MW) and small hydro (2-25 MW) segments. Hydro Power was being looked after by Ministry of Power prior to 1989 mainly with the help of State Electricity Boards. In 1989, plant capacity up to 3 MW and below was transferred to the Ministry of New and Renewable Energy (MNRE) and as such, 63 MW aggregate installed capacity of 3 MW and below hydro projects came within the jurisdiction of MNRE. Many initiatives were taken by Government of India since then for the promotion of small hydro which included implementation of a UNDP-GEF assisted Technical Assistance project entitled "Optimizing Development of Small Hydro Resources in Hilly Regions of India" and India-Renewable Resources Development Project with IDA credit line having inter alia small hydro development component with target of 100 MW canal based small hydro power projects through private sector participation. Subsequently, plant capacity up to 25 MW and below was entrusted with the MNRE in November 1999.

The installed capacity of Small Hydro power in the country as on 31.03.2022 is 4848.90 MW.

Small Hydro Potential in India:

The estimated potential of 21135.37 MW from 7135 sites for power generation in the country from small / mini hydel projects is assessed by the Alternate Hydro Energy Centre (AHEC) of IIT Roorkee in its Small Hydro

Database of July 2016. The hilly States of India, mainly Arunachal Pradesh, Himachal Pradesh, Jammu & Kashmir and Uttarakhand, constitutes around half of this potential. Other potential States are Maharashtra, Chhattisgarh, Karnataka and Kerala. Focused attention is given towards these States through close interaction, monitoring of projects and reviewing policy environment to attract private sector investments. The state wise location of identified SHP sites are given - Andhra Pradesh, Arunachal Pradesh, Assam, Bihar, Chhattisgarh, Goa, Gujarat, Haryana, Himachal Pradesh, Jammu & Kashmir, Jharkhand, Karnataka, Kerala, Madhya Pradesh, Maharashtra, Manipur, Meghalaya, Mizoram, Nagaland, Orissa, Punjab, Rajasthan, Sikkim, Tamil Nadu, Tripura, Uttar Pradesh, Uttarakhand, West Bengal.

State-wise estimated small Hydro potential is shown in **Annexure-6.2**

6.2.5 Biomass/Bagasse:

Biomass has always been an important energy source for the country, considering the benefits it offers. It is renewable, widely available, carbon neutral and has the potential to provide significant employment in the rural areas. Biomass is also capable of providing firm energy. Ministry of New and Renewable Energy has realised the potential and role of biomass energy in the Indian context and hence has initiated a number of programmes for promotion of efficient technologies for its use in various sectors of the economy to ensure derivation of maximum benefits. For efficient utilization of biomass, bagasse-based cogeneration in sugar mills and biomass power generation have been taken up under biomass power and cogeneration programme.

Biomass power & cogeneration programme is implemented with the main objective of promoting technologies for optimum use of the country's biomass resources for grid power generation. Biomass materials used for power generation include bagasse, rice husk, straw, cotton stalk, coconut shells, soya husk, de-oiled cakes, coffee waste, jute wastes, groundnut shells, saw dust etc.

As on 31.03.2022, a total capacity of 10682.36 MW has been installed in Biomass Power and cogeneration sector, which includes 476.75 MW of Waste to power, 10205.61 MW of Biomass (Bagasse and Non-Bagasse) Cogeneration.

Potential:

As per a recent study sponsored by MNRE, the current availability of biomass in India is estimated at about 750 million metric tonnes per year. The study indicated an estimated surplus biomass availability of about 230 million metric tonnes per annum covering agricultural residues corresponding to a potential of about 28 GW. Apart from this, about 14 GW additional power can be generated through bagasse-based cogeneration in the country's 550 Sugar mills, if these sugar mills adopt technically and economically optimal levels of cogeneration for extracting power from the bagasse produced by them.

Technology:

I. Combustion

The thermo-chemical processes for conversion of biomass to useful products involve combustion, gasification, or pyrolysis. The most commonly used route is combustion. The advantage is that the technology used is similar to that of a thermal plant based on coal, except for the boiler. The cycle used is the conventional Rankine cycle with biomass being burnt in high-pressure boiler to generate steam and operating a turbine with the generated steam. The exhaust of the steam turbine can either be fully condensed to produce power, or used partly or fully for another useful heating activity. The latter mode is called cogeneration. In India, cogeneration route finds application mainly in industries.

II. Cogeneration in Sugar and Mills

Sugar industry has been traditionally practicing cogeneration by using bagasse as a fuel. With the advancement in the technology for generation and utilization of steam at high temperature and pressure, sugar industry can produce electricity and steam for their own requirements. It can also produce significant surplus electricity for sale to the grid using same quantity of bagasse. For example, if steam generation temperature/pressure is raised from 400 °C/33 bar to 485 °C/66 bar, more than 80 kWh of additional electricity can be produced for each ton of cane crushed. The sale of surplus power generated through optimum cogeneration would help a sugar mill to improve its viability, apart from adding to the power generation capacity of the country.

6.3 NEW AREAS IN RENEWABLE ENERGY:

6.3.1 Waste to Energy:

The increasing industrialization, urbanization and changes in the pattern of life, which accompany the process of economic growth, give rise to generation of increasing quantities of wastes leading to increased threats to the

environment. In recent years, technologies have been developed that not only help in generating substantial quantity of decentralized energy but also in reducing the quantity of waste for its safe disposal.

Government of India is promoting all the technology options available for setting up projects for recovery of energy in the form of Biogas/Bio CNG/Electricity from agricultural, Industrial and urban wastes of renewable nature such as municipal solid wastes, vegetable and other market wastes, slaughterhouse waste, agricultural residues and industrial/STP wastes & effluents.

The total estimated energy generation potential from **urban and industrial** organic waste in India is approximately 5690 MW.

Types of Waste

There are different types of waste which are generated from our daily or industrial activities such as organic waste, e- waste, hazardous waste, inert waste etc. Organic waste refers to waste which degrades or broken down by micro-organisms over time. All organic wastes are essentially carbon based compounds; though they may be diverse in nature and have different degradation rate. Organic waste has significant portion in overall waste generation in industrial/urban/ agricultural sector and therefore it can be used for energy generation.

The organic fraction of waste can be further classified as non-biodegradable and biodegradable organic waste:

i) **Biodegradable waste** consists of organics that can be utilized for food by naturally occurring micro- organisms within a reasonable length of time. The biodegradable organic comprise of agro residue, food processing rejections, municipal solid waste (food waste, leaves from garden waste, paper, cloths/ rags etc.), waste from poultry farms, cattle farm slaughter houses, dairy, sugar, distillery, paper, oil extraction plant, starch processing and leather industries.

ii) **Non-Biodegradable** organic materials are organics resistant to biological degradation or have a very low degradation rate.

Technologies available:

Waste-to-Energy (WTE) technologies to recover the energy from the waste in the form of Electricity and Biogas/Syngas are as given below:

i) **Biomethanation:** Biomethanation is anaerobic digestion of organic materials which is converted into biogas. Anaerobic digestion (AD) is a bacterial fermentation process that operates without free oxygen and results in a biogas containing mostly methane (60%), carbon dioxide (40%) and other gases. Biomethanation has dual benefits. It gives biogas as well as manure as end product.

This technology can be conveniently employed in a decentralized manner for biodegradation of segregated organic wet wastes such as wastes from kitchens, canteens, institutions, hotels, and slaughter houses and vegetables markets.

The biogas generated from Biomethanation process can be burned directly in a gas boiler/burner to produce heat for thermal application industries and cooking or burnt in a gas engine to produce electricity. Alternatively, the biogas can be cleaned to remove the carbon dioxide and other substances, to produce Bio CNG. This can be injected into the national gas grid to be used in the same way as natural gas, or used as a vehicle fuel.

By using Biomethanation process, 20-25 kgs of Cattle dung can generate about 1 m³ of biogas and further 1 m³ of Biogas has potential to generate 2 units of electricity or 0.4 kgs of Bio CNG.

ii) **Incineration:** Incineration technology is complete combustion of waste (municipal solid waste or refuse derived fuel) with the recovery of heat to produce steam that in turn produces power through steam turbines.

The flue gases produced in the boilers have to be treated by an elaborate air pollution control system. The resultant ash from incineration of solid waste can be used as construction material after necessary processing while the residue can be safely disposed in a landfill.

This technology is well established technology and has been deployed in many projects successfully at commercial level in India to treat solid wastes like Municipal Solid Waste and Industrial solid Waste etc. and generate electricity.

iii) **Gasification:** Gasification is a process that uses high temperatures (500-1800 °C) in the presence of limited amounts of oxygen to decompose materials to produce synthetic gas (a mixture of carbon monoxide (CO) and hydrogen (H₂)). Biomass, agro-residues, segregated municipal solid waste and refuse derived pellets are used in the gasifiers to produce Syngas. This gas further can be used for thermal or power generation purpose. The purpose of gasification of waste is to generate power more efficiently at lower power level (< 2 MW) and also to minimize emissions and hence it is an attractive alternative for the thermal treatment of solid waste.

Pyrolysis: Pyrolysis uses heat to break down combustible materials in the absence of oxygen, producing a mixture of combustible gases (primarily methane, complex hydrocarbons, hydrogen, and carbon monoxide), liquids and

solid residues. The products of pyrolysis process are: (i) a gas mixture; (ii) a liquid (bio-oil/tar); (iii) a solid residue (carbon black). The gas generated by either of these processes can be used in boilers to provide heat, or it can be cleaned up and used in combustion turbine generators. The purpose of pyrolysis of waste is to minimize emissions and to maximize the gain.

6.3.2 Off-shore wind

Out of the total estimated potential more than 95% of commercially exploitable wind resources are concentrated in seven states (Andhra Pradesh, Gujarat, Karnataka, Madhya Pradesh, Maharashtra, Rajasthan and Tamil Nadu). The precious land resources required for onshore wind projects are gradually becoming a major constraint. With exhaustion of best windy sites, we expect upward movements of market determined tariffs for onshore wind energy in future.

Offshore wind power offers a plausible alternative in such a scenario. Absence of any obstruction in the sea offers much better quality of wind and its conversion to electrical energy. Offshore wind turbines are much larger in size (in range of 5 to 10 MW per turbine) as against 2-3 MW of an onshore wind turbine. While, the cost per MW for offshore turbines are higher because of stronger structures and foundations needed in marine environment, the desirable tariffs can be achieved on account of higher efficiencies of these turbines after development of the eco system.

Off Shore Wind Potential in India:

Based on the preliminary assessment from satellite data and data available from other sources eight zones each in Gujarat and Tamil Nadu have been identified as potential offshore zones for exploitation of offshore wind energy. Initial assessment by NIWE within the identified zones suggests 36 GW of offshore wind energy potential exists off the coast of Gujarat only. Further, nearly 35 GW of offshore wind energy potential exists off the Tamil Nadu coast.

The offshore wind energy potential estimation carried out through satellite data needs to be validated through actual ground measurements in order to make the data bankable. Government of India has decided to launch a measurement campaign deploying Light Detection and Ranging (LiDAR) at the identified zones off the coast of Gujarat and Tamil Nadu. One LiDAR was commissioned in November 2017 for Offshore Wind Resource assessment in identified zone-B off the coast of Gujarat nearly 25 km away from the port of Pipavav. Two years data collected from the deployed LiDAR has been analysed and the report is published at NIWE's website.

In addition to the wind data, the viability of offshore wind projects also largely depends on the condition of site in terms of oceanographic data, geophysical and geotechnical data. Government of India has planned to carry out the required study in this regard through NIWE and provide the basic data to the stakeholders before commencement of the bidding so as to mitigate the risks. Geo-physical Survey for 365 Sq. km (Gujarat) for 1.0 GW project capacity in Gujarat has been completed.

6.4 ESTIMATED RENEWABLE ENERGY INSTALLED CAPACITY BY 2026-27 AND 2031-32

With support of government policies, the declining cost of many RE technologies, an increase of energy demand and with more focus on sustainable development there is continuous increase in capacity of RE sources over the last years and in future as well, renewable energy will play a much bigger role in optimal energy mix of the country. As per the modelling studies carried out (as detailed in Chapter 5), it has been estimated that renewable energy installed capacity is likely to be 3, 36,553 MW by 2026-27. The contribution of the major renewable energy sources to reach an installed capacity of 3, 36,553 MW by 2026-27 and 5, 96,275 MW by 2031-32 is shown in **Table 6.5**.

Table 6.5

Estimated contribution of the major Renewable Energy Sources

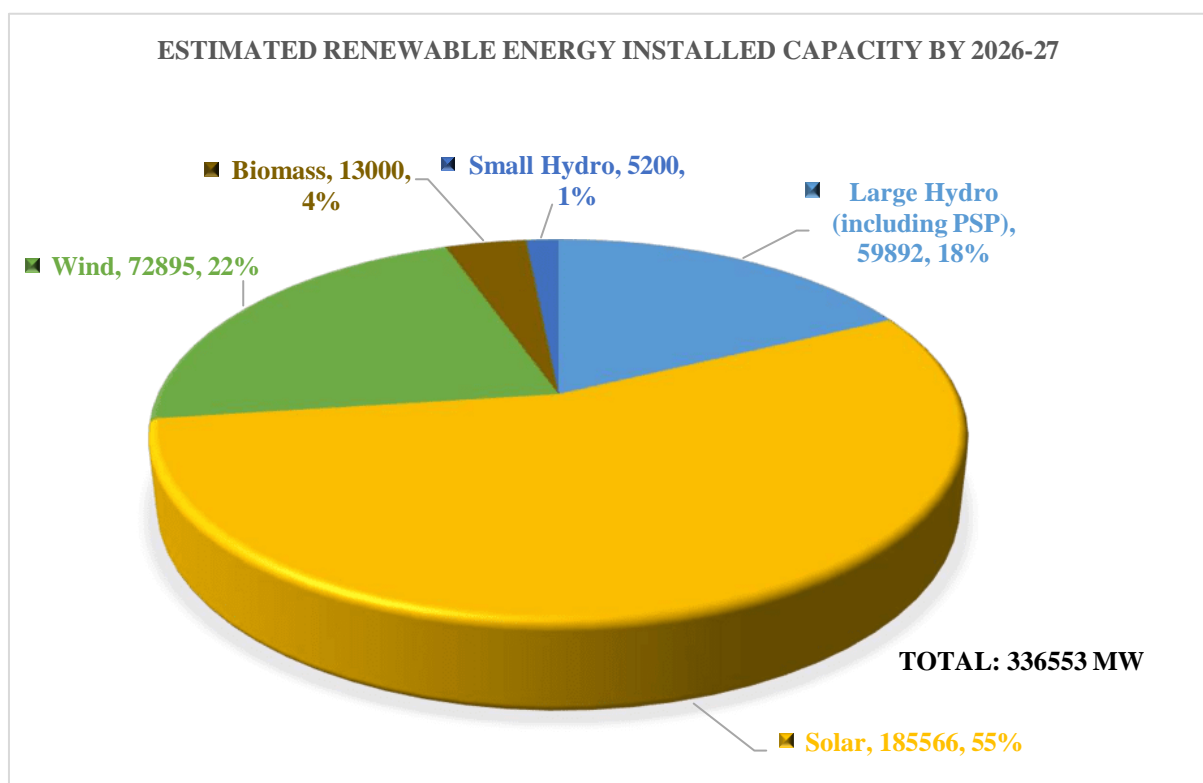
(All figures in MW)

Sl. No.	Renewable Energy Source	Estimated Installed Capacity by 2026-27	Estimated Installed Capacity by 2031-32
1.	Large Hydro (including PSP)	59892	88864
2.	Solar	185566	364566
3.	Wind	72895	121895
4.	Biomass	13000	15500
5.	Small Hydro	5200	5450
	Total	336553	596275

Type-wise renewable energy installed capacity on all India basis by 2026-27 is shown in **Exhibit 6.8**.

Exhibit 6.8

(All figures in MW)



6.5 PROJECTION OF RENEWABLE ENERGY GENERATION

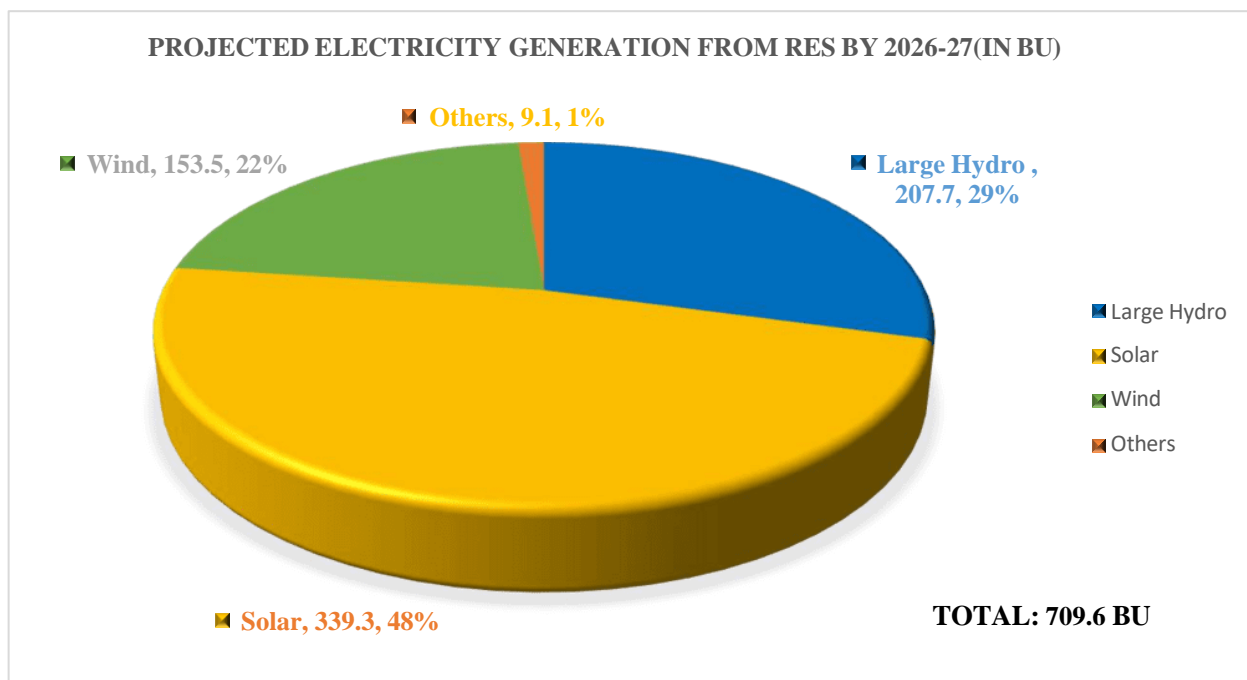
Based on the projections of capacity addition targets from Renewable Energy Sources by the year 2026-27 and considering an RES capacity addition of 2,59,722 MW during the period 2027-32, expected electricity generation from various renewable energy sources has been estimated and is given in **Table 6.6** and **Exhibit 6.9**. It can be seen that contribution of RES will be around 35.04% of the total energy of the country in the year 2026-27 and 43.96% by 2031-32.

Table 6.6

Estimated Electricity Generation from RES in years 2026-27 and 2031-32

Year	Installed capacity of RES (MW)	Expected Generation in (BU)					Contribution of RES to Total Energy Demand (%)
		Large Hydro	Solar	Wind	Others	Total	
2026-27	3,36,553	207.7	339.3	153.5	9.1	709.6	35.04
2031-32	5,96,275	246.2	657.7	258.1	10	1172	43.96

Exhibit 6.9



6.6 MAJOR ONGOING SCHEMES AND POLICIES RELATED TO RENEWABLE ENERGY SOURCES

6.6.1 National Solar Mission

National Solar Mission (NSM) was launched on 11th January, 2010. NSM is a major initiative of the Government of India with active participation from States to promote ecologically sustainable growth while addressing India's energy security challenges. It will also constitute a major contribution by India to the global effort to meet the challenges of climate change. The Mission's objective is to establish India as a global leader in solar energy by creating the policy conditions for solar technology diffusion across the country as quickly as possible. This is in line with India's Nationally Determined Contributions (NDCs) target to achieve about 50 percent cumulative electric power installed capacity from non-fossil fuel based energy resources by 2030 and to reduce the emission intensity of its GDP by 45 percent by 2030 from 2005 level.

In order to achieve the above target, Government of India have launched various schemes to encourage generation of solar power in the country like Solar Park Scheme, VGF Schemes, CPSU Scheme, Defence Scheme, Canal bank & Canal top Scheme, Bundling Scheme, Grid Connected Solar Rooftop Scheme etc.

6.6.2 International solar alliance

The International Solar Alliance (ISA) is a treaty based inter-governmental organization working to create a global market system to tap the benefits of solar power and promote clean energy applications. The Paris Declaration that established the ISA, states that the countries share the collective ambition to undertake innovative and concerted efforts to reduce the cost of finance and technology for deployment of solar generation assets. The ISA aims to pave the way for future solar generation, storage and technologies for Member countries' needs by mobilising over USD 1000 billion by 2030. Achievement of ISA's objectives will also strengthen the climate action in member countries, helping them fulfil the commitments expressed in their Nationally Determined Contributions (NDCs).

The ISA plays a four-fold role in establishing a global solar market: it is an accelerator, an enabler, an incubator, and a facilitator.

ISA's vision to enable One World, One Sun, One Grid (OSOWOG): The concept is to interconnect generators and loads across continents with an international power transmission grid. A tripartite Memorandum of Understanding (MoU) between the International Solar Alliance (ISA), the Government of India, and the World Bank was signed on September 8th, 2020 to implement the OSOWOG initiative. Currently, a long-term vision, implementation plan, road map and institutional framework is being developed by the ISA, which will

implement this project. A consultant has been selected to undertake a study for evaluating the feasibility and implementation of the global OSOWOG project.

6.6.3 Pradhan Mantri Kisan Urja Suraksha Evam Utthan Mahabhiyan (PM KUSUM)

PM-KUSUM scheme is one of the largest initiatives in the world to provide clean energy to more than 3.5 million farmers by solarising their agriculture pumps. PM-KUSUM scheme aims to install grid connected ground mounted solar power plants (up to 2 MW) aggregating to a total capacity of 10 GW under Component A; install 20 Lakh standalone solar pumps under Component B; and solarize 15 Lakh grid connected agricultural pumps under Component C. All components combined would support installation of additional solar capacity of 30.80 GW.

6.6.4 Green Energy Corridors

To facilitate evacuation of electricity from RE projects, Green Energy Corridor scheme was launched in 2015 for setting up of transmission and evacuation infrastructure. The Inter-State Transmission System (ISTS) component consisting of 3200 ckm transmission lines and 17,000 MVA substations has been completed in March 2020. The Intra-State Transmission System (InSTS) component has been sanctioned to eight RE rich states of Tamil Nadu, Rajasthan, Karnataka, Andhra Pradesh, Maharashtra, Gujarat, Himachal Pradesh and Madhya Pradesh for evacuation of over 20,000 MW of renewable power.

6.6.5 National Wind-Solar Hybrid Policy:

Government of India issued National Wind-Solar Hybrid Policy on 14th May, 2018. The main objective of the policy is to provide a framework for promotion of large-scale grid connected wind-solar PV hybrid systems for optimal and efficient utilization of wind and solar resources, transmission infrastructure and land. The wind-solar PV hybrid systems will help in reducing the variability in renewable power generation and achieving better grid stability. The policy also aims to encourage new technologies, methods and way-outs involving combined operation of wind and solar PV plants.

The Major Highlights of the Policy are as under:

- i. A wind-solar plant will be recognized as hybrid plant if the rated power capacity of one resource is at least 25% of the rated power capacity of other resource.
- ii. Both AC and DC integration of wind-solar hybrid project are allowed.
- iii. The power procured from the hybrid project may be used for fulfilment of solar RPO and non-solar RPO in the proportion of rated capacity of solar and wind power in the hybrid plant respectively.
- iv. Existing wind or solar power projects, willing to install solar PV plant or Wind Turbine Generators (WTGs) respectively, to avail benefit of hybrid project, may be allowed.
- v. All fiscal and financial incentives available to wind and solar power projects will also be made available to hybrid projects.
- vi. The Central Electricity Authority (CEA) and Central Electricity Regulatory Commission (CERC) shall formulate necessary standards and regulations including metering methodology and standards, forecasting and scheduling regulations, REC mechanism, grant of connectivity and sharing of transmission lines, etc., for wind- solar hybrid systems.
- vii. Storage may be added to the hybrid project to ensure availability of firm power for a particular period.

6.6.6 National Offshore Wind Energy Policy, 2015

Under the policy, the Ministry of New & Renewable Energy (MNRE) has been authorized as the nodal Ministry for the use of offshore area within the Exclusive Economic Zone (EEZ) of the country and the National Institute of Wind Energy (NIWE) has been authorized as the nodal agency for development of offshore wind energy in the country and to carry out the allocation of offshore wind energy blocks, coordination and allied functions with related ministries and agencies. It would pave the way for offshore wind energy development including setting up of offshore wind power projects and research and development activities, in waters, in or adjacent to the country, up to the seaward distance of 200 nautical miles (EEZ of the country) from the base line. Preliminary assessments along the 7,600 km long Indian coastline have indicated prospects of development of offshore wind power. With the introduction of the National Offshore Wind Energy Policy, the Government is attempting to replicate the success of the onshore wind power development in the area of offshore wind power development.

The scheme would be applicable throughout the country depending upon the offshore wind potential availability.

6.6.7 Hydro Policy Notification, 2019

Hydro Policy, 2019 was notified by Govt. of India on 08.03.2019. The salient features of the policy are given below:

- i. Declaring Large Hydro Power Projects (LHPs, i.e., >25 MW) as Renewable Energy Source. However, LHPs would not automatically be eligible for any differential treatment for statutory clearances such as Forest clearances, environmental clearance, National Board for Wildlife clearance, related impact Assessment and carrying capacity study, etc., available to Small Hydropower Projects (SHPS), i.e., projects capacity up to 25 MW.
- ii. Hydro Purchase Obligation (HPO) as a separate entity within non-solar Renewable Purchase, The HPO shall cover all LHPs commissioned after this notification as well as untied capacity (i.e., without PPA) of the commissioned projects. This HPO will be within the existing Non-Solar RPO after increasing the percentage assigned to it so that existing Non-Solar RPO for other renewable sources remain unaffected by the introduction of this HPO. Necessary amendments will be introduced in the Tariff Policy and Tariff Regulations to operationalize HPO.
- iii. Tariff rationalization measures to bring down hydropower tariff: Tariff rationalization measures including providing flexibility to the developers to determine tariff by back loading of tariff after increasing project life to 40 years, increasing debt repayment period to 18 years and introducing escalating tariff of 2%;
- iv. Budgetary support for funding flood moderation component of hydropower projects on case-to-case basis; and
- v. Budgetary support for funding cost of enabling infrastructure i.e., roads and bridges on case-to-case basis as per actual, limited to Rs. 1.5 crore per MW for up to 200 MW projects and Rs. 1.0 crore per MW for above 200 MW projects.

6.6.8 Renewable Purchase Obligation (RPO) Trajectory 2029-30.

- i. On 8th March 2019, the government had issued an order detailing various policy measures to promote hydropower sector in India inter-alia declaring large hydropower projects including pumped storage projects having capacity of more than 25 MW (LHPs) which come into commercial operation after 08.03.2019 as RE source and specified that energy from all LHPs, commissioned after 8th March 2019, will be considered as part of RPO through separate obligation i.e. Hydro power Purchase Obligation (HPO).
- ii. Further, to recommend RPO trajectory beyond 2021-22, a joint committee was set up on 17th December, 2020. Subsequent to the recommendations of the Joint Committee and further discussions with MNRE, MoP issued Renewable Purchase Obligation (RPO) and Energy Storage Obligation Trajectory till 2029-30 vide Order No.09/13/2021-RCM dated 22nd July, 2022 and a corrigendum dated 19th September, 2022. The RPO trajectory beyond 2021-22 as specified in the said order is reproduced below:

Year	Wind RPO	HPO	Other RPO	Total RPO
2022-23	0.81%	0.35%	23.44%	24.61%
2023-24	1.60%	0.66%	24.81%	27.08%
2024-25	2.46%	1.08%	26.37%	29.91%
2025-26	3.36%	1.48%	28.17%	33.01%
2026-27	4.29%	1.80%	29.86%	35.95%
2027-28	5.23%	2.15%	31.43%	38.81%
2028-29	6.16%	2.51%	32.69%	41.36%
2029-30	6.94%	2.82%	33.57%	43.33%

- iii. RPO may be calculated in energy terms as a percentage of total consumption of electricity.
- iv. Wind RPO shall be met by energy produced from Wind Power Projects (WPPs) commissioned after 31st March 2022 and the wind energy consumed over and above 7% from WPPs commissioned till 31st March 2022.
- v. HPO benefits may be met from the power procured from eligible Hydro Power Projects (including PSPs and Small Hydro Projects (SHPs)) commissioned on and after 08.08.2019 and up to 31.03.3030.
- vi. HPO liability of the State/Discom may be met out of the free power being provided to the State from LHPs (including PSPs), commissioned after 08.03.2019 as per agreement at that point of time excluding the contribution towards LADF, if consumed within the State/Discom. Free power (not that contributed for Local Area Development), shall be eligible for HPO benefit.

- vii. In case the free power, as mentioned above is insufficient to meet the HPO obligations, then the state would have to buy the additional hydro power to meet its HPO obligations or may have to buy the corresponding amount of Renewable Energy Certificate corresponding to Hydro Power.
- viii. The Renewable Energy Certificate mechanism corresponding to Hydro Power to be developed by CERC to facilitate compliance of HPO obligation would have a capping price of Rs 5.50/Unit of electrical energy w.e.f. 8th March 2019 to 31st March, 2021 and with an annual escalation @5 % thereafter for purposes of ensuring HPO compliance.
- ix. The above HPO trajectory shall be trued up on an annual basis depending on the revised commissioning schedule of Hydro projects. The HPO Trajectory for the period between 2030-31 and 2039-40 shall be notified subsequently.
- x. Hydro power imported from outside India shall not be considered for meeting HPO.
- xi. Any shortfall remaining in achievement of 'Other RPO' category in a particular year can be met with either the excess energy consumed from WPPs, commissioned after 31st March 2022 beyond 'Wind RPO' for that year or with, excess energy consumed from eligible LHPs (including PSPs), commissioned after 8th March 2019 beyond 'HPO' for that year or partly from both. Further, any shortfall in achievement of 'Wind RPO' in a particular year can be met with excess energy consumed from Hydro Power Plants, which is in excess of 'HPO' for that year and vice versa.
- xii. SERCs may consider to notify RPO Trajectory including HPO and Energy Storage Obligation trajectory for their respective states, over and above the RPO, HPO and Energy Storage Obligation as specified in the said MoP Order dated 22nd July, 2022. Moreover, the Central Commission shall consider devising a suitable mechanism similar to Renewable Energy Certificate (REC) mechanism to facilitate fulfilment of HPO.

6.7 SPECIAL MEASURES TO PROMOTE GROWTH OF RENEWABLE ENERGY

6.7.1 Ensuring Round-the-Clock-Power (RTC) from the RE Power Projects

In order to overcome the issues of intermittency and low-capacity utilization of transmission infrastructure, the mechanism of 'bundling' has been brought out by Government of India. To ensure uninterrupted firm power round-the-clock, RE is bundled with power from other sources or combined storage. Such bundled power is supplied to the distribution company (DISCOM) thereby obviating the need for DISCOMs to balance power.

6.7.2 Renewable Energy Hybrid Projects

Solar and Wind power being variable in nature pose challenges to provide a stable supply. However, in India solar and wind resources are complementary to each other as wind is stronger during evening and night, when there is limited input from solar power. Hybridization of these two technologies reduces the variability and optimizes the utilization of land and transmission systems. Capacities of 1,440 MW of wind-solar hybrid projects are under implementation in the states of Rajasthan and Tamil Nadu.

6.7.3 Solar Cities

At least one city, (either the state capital city or a well-known tourist destination) in each of the states of India is being developed as a solar city. All electricity needs of the city will be fully met from RE sources, primarily from solar energy. All houses in the solar city will have roof-top solar energy plants. Every Solar city will also have solar street lights and waste to energy plants among others. The balance of energy needs will be met by ground mounted Solar Plants.

The Solar City programme aims:

- i. To enable and empower Urban Local Governments to address energy challenges at City - level.
- ii. To provide a framework and support to prepare a Master Plan including assessment of current energy situation, future demand and action plans.
- iii. To build capacity in the Urban Local Bodies and create awareness among all sections of civil society.
- iv. To involve various stakeholders in the planning process.
- v. To oversee the implementation of sustainable energy options through public - private partnerships.

6.7.4 Renewable Purchase Obligations (RPO)

Uniform Renewable Purchase Obligations (RPO) have been introduced (as detailed at Para 6.6.8) wherein all electricity distribution licensees have to consume a specified minimum quantity of their total requirements from Renewable Energy Sources.

6.7.5 Waiver of Inter State Transmission System Charges

- i. Inter State Transmission System (ISTS) charges on transmission of electricity generated from solar and wind power projects have been waived for projects to be commissioned up to 30.06.2025.
- ii. Waiver of total Inter State Transmission System charges shall also be allowed for Hydro Pumped Storage Plant (PSP) and Battery Energy Storage systems (BESS) projects to be commissioned up to 30.06.2025, if following conditions are met:
 - a. At least 70% of the annual electricity requirement for pumping of water in the Hydro Pumped storage plant is met by use of electricity generated from solar and/or wind power plants
 - b. At least 70% of the annual electricity requirement for pumping of water in the Battery energy storage plant is met by use of electricity generated from solar and/or wind power plants
- iii. The Inter State Transmission System (ISTS) charges for power generated/supplied from such Hydro PSP and such BESS shall be levied gradually: 25% of the STOA charges of initial 5 years of operation, then charges can be gradually increased in steps of 25% after every 3rd year to reach to STOA charges from 12th year onwards. This may be aligned with gradual reduction in tariff and payment of debt.
- iv. Waiver of Transmission charges shall be allowed for trading of electricity generated/ supplied from Solar, Wind, PSP, BESS in Green Term Ahead Market (GTAM) and Green Day Ahead Market (GDAM) till 30TH June, 2023. This arrangement may be reviewed on annual basis depending upon the future development in the power market.

6.7.6 Enhancing Domestic Manufacturing Capacity

In compliance of the Atma Nirbhar call given by the Hon'ble Prime Minister and the call "To be Vocal for Local" several steps were taken to enhance domestic manufacture of RE machinery, components and equipment. While sufficient manufacturing capacity in wind power is present in the country, there exist a significant import dependency of solar cells and modules. In order to enhance the domestic manufacturing capacity, the Government has taken a number of steps to incentivize the manufacturing of solar cells domestically, namely:

- i. **Modified Special Incentive Package Scheme (M-SIPS) Scheme of Ministry of Electronics & Information Technology:** The scheme mainly provides subsidy for capital expenditure inter-alia covers solar PV cells, solar PV modules, EVA, backsheets and solar glass.
- ii. **Domestic Content Requirement (DCR):** Under some of the current schemes of the Ministry of New & Renewable Energy (MNRE), namely CPSU Scheme Phase-II, PM-KUSUM component B and Grid-connected Rooftop Solar Programme Phase-II, wherein government subsidy is given, it has been mandated to source solar PV cells and modules from domestic sources.
- iii. **Imposition of Basic Customs Duty on import of solar PV cells & modules:** The Government has imposed Basic Customs Duty (BCD) on import of solar PV cells and modules with effect from 01.04.2022.
- iv. **Production Linked Incentive (PLI) Scheme for High Efficiency Solar PV Modules:** A Production Linked Incentive Scheme (Tranche II) under 'National Programme on High Efficiency Solar PV Modules' has been sanctioned for achieving manufacturing capacity of Giga Watt (GW) scale in High Efficiency Solar PV Modules.
- v. Further, to hand-hold and facilitate investors for setting up manufacturing plants in India, a Project Development Cell (PDC) has been set up.

6.8 CHALLENGES WITH INTEGRATION OF SOLAR AND WIND POWER WITH THE GRID

Intermittency: Intermittency consists of two distinct aspects:

- i. **Temporal variability:** Temporal variability of Solar and Wind generation makes the supply uncorrelated with demand pattern, thus creating system management related challenges for operators.
- ii. **Output uncertainty:** Uncertainty of output from Solar and Wind plants creates scheduling-related challenges as RE generation forecasts deviate at real time of operation.

Integration with grid: The existing power system structure can handle certain quantum of variability and uncertainty from demand and unit outage using controllable reserve (e.g., thermal power plants). The large scale addition of Renewables into the grid will require balancing from other energy sources with fast ramp up and ramp down depending on the grid requirement, like conventional hydro and pumped storage power stations, Battery Energy Storage System (BESS) etc. The Thermal Power Stations may also have to operate in a flexible manner, rather than operate only as base load stations i.e. they may have to frequently ramp up/ down the generation depending on the system demand. This may require retrofitting of Thermal Power Plants for operation at partial load.

Resource Location: Location specificity of Solar and Wind resources is one of the major planning related challenges. In India, geographical distribution of solar and wind resources are not uniform or spatially correlated with demand and are situated far away from load centres that often create transmission related challenges. Solar potential is high in western states while wind potential is high in western and southern coastal areas. High capacity of inter-state and inter-regional transmission is therefore needed to evacuate Solar and Wind power to deficit areas.

6.9 WAYS TO ADDRESS THE CHALLENGES OF INTEGRATION OF SOLAR AND WIND POWER WITH GRID

Hybrid of Solar and Wind Energy: An increasingly popular solution is a simple balancing approach in which the production of intermittent renewables such as wind and solar are monitored and intermixed so as to utilise the available energy from both sources at a given time. The approach allows the maximum possible power to be delivered by combining dominating and non-dominating resources all of the time – and mitigates the intermittency of individual resources.

Energy Storage: Energy storage is a vital tool for accomplishing the seemingly impossible task of matching the grid electricity supply to the demand on a second-by-second basis. Storage plays a critical role in frequency regulation and in maintaining the stability and safety of the grid. It enables excess energy to be stored for consumption at a more convenient time. It provides a buffer source for use in case of emergencies. Together these four functions ensure the essential grid system resilience.

Energy storage methods include not only electrochemical batteries, but also hydraulic (pumped) storage, mechanical storage (flywheels), thermal storage, compressed air storage, storage in an electric field (capacitors) and other methods.

Various Energy Storage system are described in Chapter 10.

Flexibility Associated with Conventional Generating Units

To accommodate the variability and uncertainty of generation from RES, the conventional generating plants must be flexible. The flexibility of generating station refers to its ability (i) to cycle on and off including its lead time required; (ii) the ramping rate at which it can vary the generation; and (iii) maximum and minimum output while it is in operation.

In terms of flexibility, hydro plants, pumped storage plants, open and combined cycle gas turbine, gas engines etc. are very suitable. In many countries, thermal stations are extensively used for cycling as well as ramping.

Transmission Strengthening

In India, Green Energy Corridors for evacuation of power from the regions having high concentration of RES is in the process of implementation.

Advanced Forecasting

Wind and solar power forecasting can help reduce the uncertainty of variable renewable generation. Better forecasting helps grid operators to commit or de-commit generators in accommodating changes in wind and solar generation more efficiently and prepare for extreme events in which renewable generation is unusually high or low. Forecasts can help reduce the amount of fast response operating reserves needed for the system, thereby reducing costs of balancing the system.

Demand Response

Demand side management measures encourage the customers to maximize the use of variable renewable energy sources while the supply is naturally high. For example, when wind and solar PV are producing more than the demand, demand response can incentivize consumers to use more power during that time through appropriate price signals of low rates, thus helping shift the load and ensuring better utilization of generation resources. The change in load may occur automatically in response to time of use or dynamic rates or due to the direct control by the grid operator or due to participation of demand response in wholesale, ancillary or capital market. To have effective demand response, smart-grid technologies involving smart meters, communication and other methods are used. Electric vehicle “smart charging” is based on V2G and G2V concept where electric vehicle can become an integral part of the grid and are charged or discharged in response to external signals or dynamic prices.

Promotion of Off-grid renewable sector as it is much more competitive with conventional power as it avoids investment in transmission to remote location. E.g., Rice Husk gasifiers-based electricity generation is one such model.

6.10 CONCLUSIONS

Renewable sector in India is set to expand and supply electricity to an increasingly large number of people. Also as elucidated in this chapter, the installed capacity of Renewable Energy sources is expected to reach 3,36,553 MW by 2026-27 contributing to around 35% in the total energy mix and to reach 5,96,275 MW by 2031-32 contributing to around 44% in total energy mix.

From public transport to infrastructure for industry and societal development, renewable energy and the technological capability to store power for on-demand usage creates a new dynamic within the country to further explore green opportunities for the future. With the ambitious plan country can accomplish the dual goal of economic development and green-energy production, which is certainly within the realms of possibility.

The Government of India has taken several initiatives to promote a healthy environment for the growth of renewable products manufacturing sector in the country.

Measures should be taken to attract private investors and more funds should be allocated to support research and innovation activities in this sector so that technologies which are in nascent stage should become reality in future.

Annexure-6.1

STATE-WISE INSTALLED CAPACITY OF GRID INTERACTIVE RENEWABLE POWER (AS ON 31.03.2022)

Sl. No.	STATES/UT	RENEWABLE		
		HYDRO	RES(MNRE)	RES TOTAL
1	CHANDIGARH	101.71	55.17	156.87727
2	DELHI	723.09	270.12	993.21436
3	HARYANA	2324.62	1242.13	3566.75274
4	HIMACHAL PRADESH	3248.88	1040.47	4289.349862
5	JAMMU AND KASHMIR	2321.88	239.05	2560.932404
6	PUNJAB	3818.28	1767.82	5586.098754
7	RAJASTHAN	1941.93	17040.62	18982.5484
8	UTTAR PRADESH	3424.03	4483.52	7907.552272
9	UTTRAKHAND	1975.89	931.80	2907.690106
	NORTHERN-REGION UNALLOCATED	751.45	0.00	751.453828
1	CHHATTISGARH	233.00	233.00	869.08
2	GUJARAT	772.00	772.00	16587.90
3	MADHYA PRADESH	3223.66	3223.66	5468.88
4	MAHARASHTRA	3331.84	3331.84	10657.08
5	GOA	2.00	2.00	20.34
6	DAMAN AND DIU	0.00	0.00	40.72
7	DADAR AND NAGAR HAVELI	0.00	0.00	5.46
	WESTERN-REGION UNALLOCATED	0.00	0.00	0.00
1	ANDHRA PRADESH	1673.60	9211.56	10885.16
2	TELANGANA	2479.93	4959.19	7439.12
3	KARNATAKA	3631.60	15904.59	19536.19
4	KERALA	1856.50	670.70	2527.2
5	TAMIL NADU	2178.20	16148.61	18326.81
6	PUDUCHERRY	0.00	13.69	13.69
	SOUTHERN-REGION UNALLOCATED	0.00	0.00	0.00
1	DAMODAR VALLEY CORPORATION	186.20	0.00	186.1999
2	BIHAR	110.00	387.35	497.3489
3	JHARKHAND	191.00	97.14	288.139
4	ODISHA	2163.22	617.09	2780.3101
5	SIKKIM	633.00	56.79	689.7878
6	WEST BENGAL	1396.00	586.95	1982.949
	EASTERN-REGION UNALLOCATED	85.01	0.00	85.0053
1	ARUNACHAL PRADESH	544.55	142.34	686.885
2	ASSAM	522.08	154.05	676.13
3	MANIPUR	95.34	17.70	113.04
4	MEGHALAYA	409.27	50.48	459.75
5	MIZORAM	97.94	44.37	142.31
6	NAGALAND	66.33	33.71	100.04
7	TRIPURA	68.49	30.90	99.39

	NORTH EASTERN REGION UNALLOCATED	140.00	0.00	140
1	ANDAMAN AND NICOBAR	0.00	34.74	34.74
2	LAKSHADWEEP	0.00	3.27	3.27
	ALL INDIA	46722.52	109885.38	156607.895

Annexure-6.2

STATE-WISE ESTIMATED SOLAR POWER POTENTIAL IN THE COUNTRY

SL. NO.	STATE/UT	SOLAR POTENTIAL (GWP) #
1	ANDHRA PRADESH	38.44
2	ARUNACHAL PRADESH	8.65
3	ASSAM	13.76
4	BIHAR	11.20
5	CHHATTISGARH	18.27
6	DELHI	2.05
7	GOA	0.88
8	GUJARAT	35.77
9	HARYANA	4.56
10	HIMACHAL PRADESH	33.84
11	JAMMU & KASHMIR	111.05
12	JHARKHAND	18.18
13	KARNATAKA	24.70
14	KERALA	6.11
15	MADHYA PRADESH	61.66
16	MAHARASHTRA	64.32
17	MANIPUR	10.63
18	MEGHALAYA	5.86
19	MIZORAM	9.09
20	NAGALAND	7.29
21	ODISHA	25.78
22	PUNJAB	2.81
23	RAJASTHAN	142.31
24	SIKKIM	4.94
25	TAMIL NADU	17.67
26	TELENGANA	20.41
27	TRIPURA	2.08
28	UTTAR PRADESH	22.83
29	UTTRAKHAND	16.80
30	WEST BENGAL	6.26
31	UTS	0.79
TOTAL		748.98

(Source: Ministry of New and Renewable Energy, India)

Assessed by National Institute of Solar Energy

STATE-WISE ESTIMATED WIND POWER POTENTIAL IN THE COUNTRY

S.NO.	STATE	WIND POWER POTENTIAL AT 100 MTR AGL IN GW	WIND POWER POTENTIAL AT 120 MTR AGL (GW)
1	ANDHRA PRADESH	44.23	74.90
2	GUJARAT	84.43	142.56
3	KARNATAKA	55.86	124.15
4	MADHYA PRADESH	10.48	15.40
5	MAHARASHTRA	45.39	98.21
6	RAJASTHAN	18.77	127.75
7	TAMIL NADU	33.80	68.75
	TOTAL (7 WINDY STATES)	292.97	651.72
	OTHER STATES	9.28	43.78
	ALL INDIA TOTAL	302.25	695.50

(Source: Ministry of New and Renewable Energy, India)

STATE-WISE ESTIMATED SMALL HYDRO POWER POTENTIAL IN THE COUNTRY

SL. NO.	STATE/UT	POTENTIAL (MW) #
1	ANDHRA PRADESH	409.32
2	ARUNACHAL PRADESH	2064.92
3	ASSAM	201.99
4	BIHAR	526.98
5	CHHATTISGARH	1098.2
6	GOA	4.7
7	GUJARAT	201.97
8	HARYANA	107.4
9	HIMACHAL PRADESH	3460.34
10	UT OF JAMMU & KASHMIR	1311.79
11	UT OF LADAKH	395.65
12	JHARKHAND	227.96
13	KARNATAKA	3726.49
14	KERALA	647.15
15	MADHYA PRADESH	820.44
16	MAHARASHTRA	786.46
17	MANIPUR	99.95
18	MEGHALAYA	230.05
19	MIZORAM	168.9
20	NAGALAND	182.18
21	ODISHA	286.22
22	PUNJAB	578.28
23	RAJASTHAN	51.67
24	SIKKIM	266.64
25	TAMIL NADU	604.46
26	TELENGANA	102.25
27	TRIPURA	46.86
28	UT OF A & N ISLANDS	7.27
29	UTTAR PRADESH	460.75
30	UTTARAKHAND	1664.31
31	WEST BENGAL	392.06
TOTAL		21133.62

(Source: Ministry of New and Renewable Energy, India)

CHAPTER 7**FUEL REQUIREMENT****7.0 INTRODUCTION**

Fuel is the key input required to be tied up before implementation and operation of a thermal power plant. In the changed scenario with growing concern on environment, Government has given emphasis on Renewable Energy projects. However, the country's reliance on coal-based generation cannot be overlooked. An important aspect which, therefore, needs to be addressed is the availability of adequate coal for generation of power. In order to optimize coal usage, Government is committed to super critical/ ultra-super critical technology which is much more efficient and results into reduction in usage of coal. The timely availability of all the key inputs including fuel would ensure timely completion of a project and would, therefore, avert detrimental implications of cost and time overruns in case the power project is delayed.

This Chapter broadly deals with review of fuel availability during 2017-22, detailed plan for 2022-27 and perspective plan for 2027-32 as well as critical issues which need to be addressed and constraints being experienced in the coal sector. This would give a broad picture to all the associated stakeholders to enable them to take advance action and plan their production targets.

7.1 COAL SUPPLY SCENARIO

7.1.1 Background

Coal is the mainstay of India's energy sector. The All India Installed Capacity of Power Stations in the country is about 399,497 MW as on 31.03.2022, out of which about 204,080 MW (~51.1%) is coal based. The coal based capacity as on 31.12.2022 was 203,776 MW. Once the power station is commissioned, the biggest challenge is to operate the station at a high plant load factor (PLF), which is a measure of the output of a power plant compared to the maximum output it could produce. Higher plant load factor usually means more output and a lower cost per unit of electricity generation. Performance of the power plant is measured on the basis of PLF and Station Heat Rate (SHR). However, the Plant Load Factor (PLF) of the coal-based power stations in the country has been decreasing steadily over the years. The PLF has varied from 60.5 % in 2017-18, 60.3 % in 2018-19, 55.9% in 2019-20, 54.5% in 2020-21 and 58.9 % during 2021-22.

7.1.2 NEW COAL DISTRIBUTION POLICY (NCDP)

The Government introduced the New Coal Distribution Policy (NCDP), effective from 1st April 2009, which assured supplies at pre-determined prices to some categories of consumers and reintroduced e-auction to encourage a vibrant market for the commodity. The main features of the Policy are:

- i. 100% normative requirement of coal would be considered for supply to Power Utilities.
- ii. Supply of coal through commercially enforceable Fuel Supply Agreements (FSAs) at notified prices by Coal India Limited (CIL).
- iii. 10% of annual production of CIL to be offered through e-auction for consumers who are not able to source coal through available institutional mechanism.
- iv. Fuel Supply Agreements (FSAs) to indicate Annual Contracted Quantity (ACQ) of coal to Power Utilities by coal companies during entire year. Incentive and penalty clauses were incorporated in FSAs.

Signing of Fuel Supply Agreement (FSA)

FSAs were signed for supply with a trigger value of 90% of the Annual Contracted Quantity (ACQ) for the thermal power plants commissioned before 31st March 2009. Subsequently, Cabinet Committee of Economic Affairs (CCEA) in June, 2013 directed CIL to sign FSAs for a total capacity of about 78,000 MW, which were likely to be commissioned by 31.03.2015. Out of 78,000 MW, around 9,840 MW were having erstwhile tapering linkages. Taking into account the overall domestic availability and the likely actual requirements of these power plants, FSA's were signed for supply of domestic coal quantity of 65%, 65%, 67% and 75% of ACQ for the years 2013-14, 2014-15, 2015-16 and 2016-17 respectively for power plants having normal coal linkages. However, actual coal supplies were commensurate to long term PPA's.

7.1.3 Scheme for Harnessing and Allocating Koyala (Coal) Transparently in India (SHAKTI)

Ministry of Coal vide letter dated 22.05.2017 issued the SHAKTI Policy for allocation of coal to power plants of Central, State and Private Sector. Subsequently, Ministry of Coal on 25.03.2019 issued certain

amendments to the SHAKTI Policy after CCEA approval based on the recommendations of Group of Ministers (GoM), which examined the specific recommendations of High-Level Empowered Committee (HLEC) constituted to address the issues of stressed thermal power projects.

Developments under various provisions of SHAKTI Policy are as follows:

- (a) **Para B(i):** Coal linkages to Central Government and State Government generating companies would be granted based on recommendations by Ministry of Power.

Since the launch of SHAKTI Policy, under para B (i), SLC (LT) has accorded coal linkage to 23 nos. of Thermal Power Projects totalling to 25,340 MW capacity.

- (b) **Para B(ii):** Coal linkages may be granted on notified price on auction basis for power producers/IPPs having already concluded long term PPAs based on domestic coal. Power Producers shall bid for discount on tariff.

Till date, four rounds of auction for coal linkage under SHAKTI B(ii) have been held under which a total of 40.99 MT of coal (G13 grade equivalent) have been allocated to 17 nos. of TPPs having installed capacity of 11,934 MW and long term PPA capacity of 9,204.6 MW.

- (c) **Para B(iii):** Future coal linkages may be granted on auction basis (bid for premium above the notified price) for power producers/IPPs without PPAs that are either commissioned or to be commissioned. Coal drawl will be permitted only against valid long term and medium term PPAs, which the successful bidder shall be required to procure and submit within two (2) years of completion of auction process.

Till date, around 7.15 MT of coal (G13 grade equivalent) have been awarded by CIL to 7 nos. of TPPs, having

installed capacity of 5995 MW and non-PPA capacity of 3774.94 MW.

- (d) **Para B(iv):** Coal linkage may be earmarked to the states for fresh PPAs, by pre declaring the availability of coal linkage. States may indicate these linkages to Discoms and based on linkages, undertake tariff based competitive bidding for long term and medium-term procurement.

Till date, coal linkages have been allocated by CIL to States of Gujarat, Uttar Pradesh and Madhya Pradesh for 3915 MW, 1600 MW and 3000 MW capacity of power respectively, to be raised through tariff based competitive bidding.

- (e) **Para B(v):** Power requirement of Group of States can be aggregated and procurement of power on tariff-based bidding shall be made by a designated agency.

PFC Consulting Ltd. (PFCCCL) (a wholly owned subsidiary of PFC) is the designated agency. 10 MT of coal has been earmarked by CIL for this purpose.

- (f) **Para B(viii) (a):** Linkage would be given on auction basis to power plants for their non-PPA capacity, under B (iii) and B (iv) of SHAKTI Policy for a period of minimum 3 months up to a maximum of 1 year, for trading power in Short Term through Discovery of Efficient Energy Price (DEEP) Portal and in Day Ahead Market (DAM) through Power Exchanges.

Till date, under SHAKTI B (viii) (a) covering para B (iii) of SHAKTI Policy, around 7.3 MTs of coal (G-13 grade equivalent) have been allocated to various private power plants in auctions held for seven quarters viz. Apr-June'2020 to Oct-Dec'2021.

7.1.4 Coal Stocking Norms:

7.1.4.1 Earlier Coal Stocking Norms of CEA:

The earlier norms for number of days of coal stock to be maintained by power stations was based on the distance of the power plant from the mine-head as per details given in **Table 7.1**.

Table 7.1
Earlier Coal stocking norms for power stations

Distance of Power Plant	Number of Days of Stock
Pit-head Station	15
Upto 500 kms from coal mine	20
Upto 1,000 kms from coal mine	25
Beyond 1,000 kms from coal mine	30

Critical / Super critical stock at power plants

Earlier, the coal stock position at coal based thermal power plants in the country having coal linkages with CIL/ Singareni Collieries Company Limited (SCCL) were being monitored by CEA on a daily basis. The coal stock at power plants was categorised as critical and super critical based on number of days of stock available at the plant, so that coal supply to such power plants could be augmented on priority.

7.1.4.2 Revised Coal Stocking Norms of CEA:

CEA has revised the coal stocking norms w.e.f 6th December 2021. As per the revised norms, daily coal requirement for both Pithead and Non-Pithead plants would be estimated @85% PLF and number of days for which stock needs to be maintained would vary from 12 to 17 days for Pithead plants and 20 to 26 days for Non-Pithead plants with month-wise variation based on coal despatch/coal consumption pattern during the year as detailed below in Table 7.2.

Table 7.2

Plant	Q1			Q2			Q3			Q4		
	April	May	June	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Jan	Feb	Mar
Pithead	17	17	17	14	13	12	13	14	15	16	17	17
Non-pithead	26	26	26	22	21	20	21	22	23	24	26	26

The Gencos would be graded in three zones. Grading of a Genco/Independent Power Producers (IPP) into red, yellow and green zone will be done on monthly basis based on the average coal stock maintained by the plant during previous month and its outstanding dues with coal companies. Gencos/IPPs in Green Zone will be given highest priority followed by Yellow and the least priority to Red Zone- in terms of rakes loading and supply of coal.

Further, in the event that availability by any power plant is less than the Normative Availability (as per prevailing regulatory norms of Central Electricity Regulatory Commission (CERC)/ State Electricity Regulatory Commission (SERC) - as applicable) due to less coal stock maintained by the plant, the penalty will be levied on defaulter Gencos/IPPs as per the revised norms.

Revised criteria for identifying critical coal stock

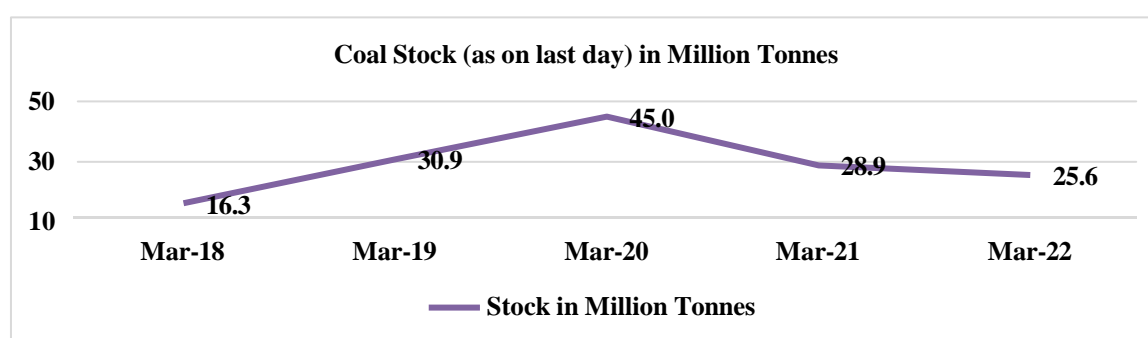
At present, all coal based thermal power stations in the country are being monitored on daily basis and daily coal stock report is published on National Power Portal (NPP) (npp.gov.in).

The coal stocking norms issued on 06.12.2021 provides for the criteria for identifying plants having critical coal stock. It has been decided to adopt a uniform criteria for both pithead and non-pithead plants and to do away with the category of plants having critical and super critical coal stock.

The plants having stock of less than 25% of the mandated coal stock as per the revised norms is being identified as having critical coal stock.

The details of coal stock available at the power plants as on last day of financial year since 2017-18 and as on 31.03.2022 is given at **Exhibit 7.1**

Exhibit 7.1



During the year 2020-21, the coal stock at the power plants has reached the highest level of about 51.7 MTon 06.05.2020, whereas it reached the lowest of 7.23 MT as on 08.10.2021 during FY 2021-22.

7.1.5 Import of coal

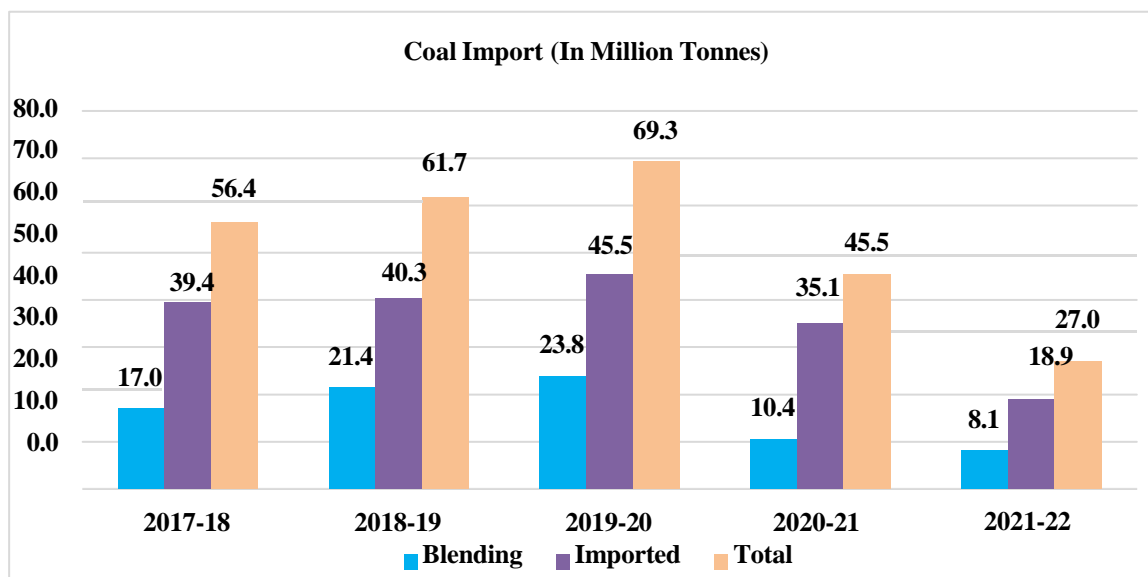
In the past, Power Utilities were advised to import coal to maintain the stipulations of the then Ministry of Environment & Forest regarding use of coal of less than 34% ash content and to supplement the inadequate availability of coal from indigenous sources. Further, with the commissioning of power plants designed for use of imported coal as fuel, power utilities imported coal to meet the requirement of fuel for these power plants. The details of coal imported by power utilities since 2017-18 are furnished in **Table 7.3** and **Exhibit 7.2**.

Table 7.3

Details of coal imported by power utilities

Year	Requirement for Imported Coal based Plants (MT)	Coal Import for		
		Blending (MT)	Imported based power plants (MT)	Total(MT)
2017-18	46.0	17.0	39.4	56.4
2018-19	46.0	21.4	40.3	61.7
2019-20	47.0	23.8	45.5	69.2
2020-21	45.0	10.4	35.1	45.5
2021-22	45.3	8.1	18.9	27.0

Exhibit 7.2



7.1.5.1 Import Substitution: -

1. Power Utilities have been importing coal in view of their cost economics. During 2020-21, with the increased availability of domestic coal, Govt. of India advised the power plants to make best efforts to substitute imported coal used for blending with domestic coal. With the concerted efforts of all the stakeholders, viz. MoP, CEA, MoC, coal companies, power plants, etc., the coal imported for blending purpose has reduced by about 56% in 2020-21 as compared to 2019-20. CIL vide Notice no. 178 dated 06.05.2020 had informed the decision to offer coal to TPPs under import substitution considering sufficient availability of coal with CIL subsidiaries for power plants. Subsequently, CIL vide letter dated 13.04.2021 informed the decision to continue supply of coal to power plants under import substitution mechanism for FY 2021-22 also.

Accordingly, CIL vide letter dated 23.04.2021 had offered about 17 MT domestic coal in lieu of import substitution.

2. However, during the second quarter of the FY 2021-22, due to bottlenecks in supply of coal to TPPs in monsoons and less production by CIL mines, the coal stock available with the TPPs depleted. Further, coal companies prioritized coal supplies under FSA to their linked power plants and to plants having critical / supercritical coal stock. Since coal is offered on as is where basis under import substitution, the supply of coal to TPPs was affected.
3. Considering less coal stock in TPPs during 2021-22 and supply pattern from domestic sources, Ministry of Power vide letter No. FU-21/2020-FSC CN:253974 dated 28.04.2022 has issued an advisory regarding import of coal for blending purpose for the period 2022-23. As per the advisory, the requirement of imported coal for blending purpose during 2022-23 has been estimated at 10% of coal requirement at 85% availability for State Gencos and IPPs. NTPC and DVC have been advised to import 20 Million Tonnes (MT) and 3 MT respectively for blending in FY 2022-23. State Gencos and IPPs DVC have been advised to import 22.1 Million Tonnes (MT) and 15.9 MT respectively for blending in FY 2022-23.

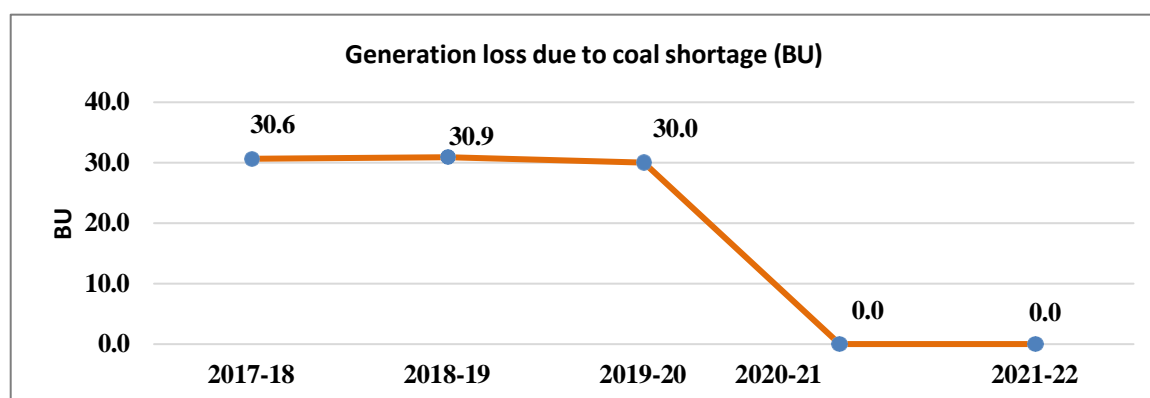
7.1.6 Generation loss due to coal shortage

The loss of generation due to shortage of coal as reported by power utilities during 2017-18 to 2020-21 and 2021-22 is given in **Table 7.4** and **Exhibit 7.3**.

Table 7.4
Generation loss due to coal shortage

Year	Generation loss due to coal shortage (BU)
2017-18	30.6
2018-19	30.9
2019-20	30.0
2020-21	0.0
2021-22	0.0

Exhibit 7.3



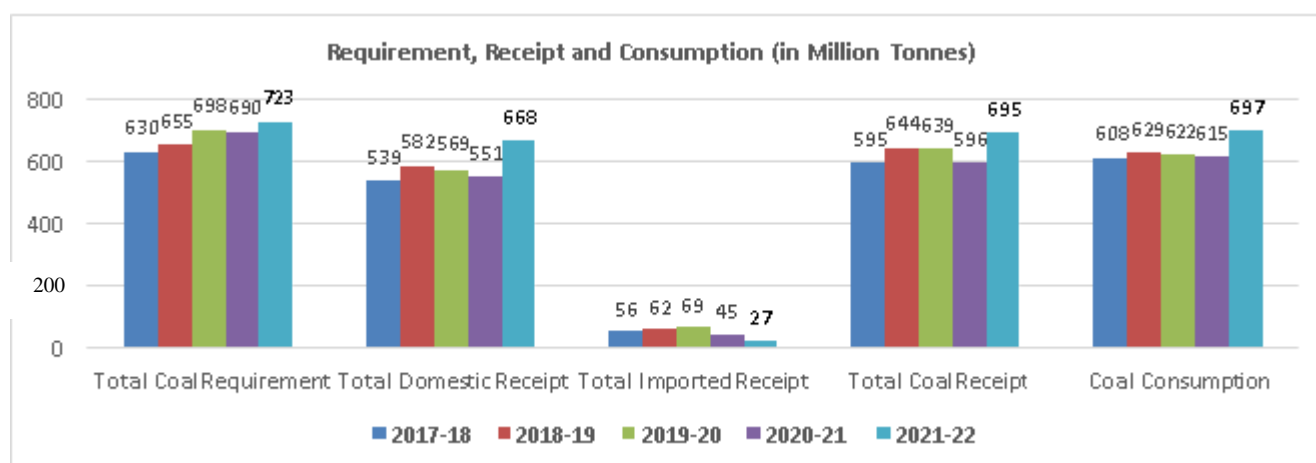
7.2 COAL DEMAND AND SUPPLY

7.2.1 Estimated coal requirement, source-wise actual receipt and coal consumption from 2017-18 are given at Table 7.5 and Exhibit 7.4.

Table 7.5
Estimated Requirement, Receipt and Consumption

Source	2017-18	2018-19	2019-20	2020-21	2021-22
Requirement (Million Tonnes)					
Domestic Coal Requirement	584	609	651	645	678
Imported Coal Requirement	46	46	47	45	45
Total Coal Requirement	630	655	698	690	723
Actual Receipt (Million Tonnes)					
CIL Receipt	416.0	457.4	438.5	422.5	501.5
SCCL Receipt	52.1	55.9	54.3	43.2	55.9
Captive	31.6	40.1	43.5	50.1	71.0
e-Auction	39.0	28.7	33.1	35.0	39.3
Total Domestic Receipt	538.6	582.1	569.5	550.8	667.6
Imported (Blending)	17.0	21.4	23.8	10.4	8.1
Imported (Imported coal plants)	39.4	40.3	45.5	35.1	18.9
Total Imported Receipt	56.4	61.7	69.2	45.5	27.0
Total Coal Receipt	595.0	643.7	638.7	596.3	694.6
Consumption (Million Tonnes)					
Domestic Coal Based Plants	568.1	588.4	577.3	579.1	678.8
Imported Coal Based Plants	39.9	40.5	44.9	36.3	18.5
Total Coal Consumption (Domestic + Imported)	608	628.9	622.2	615.4	697.3

Exhibit 7.4



7.2.2 Comparison Coal Supply Position during 2020-21 and 2021-22:

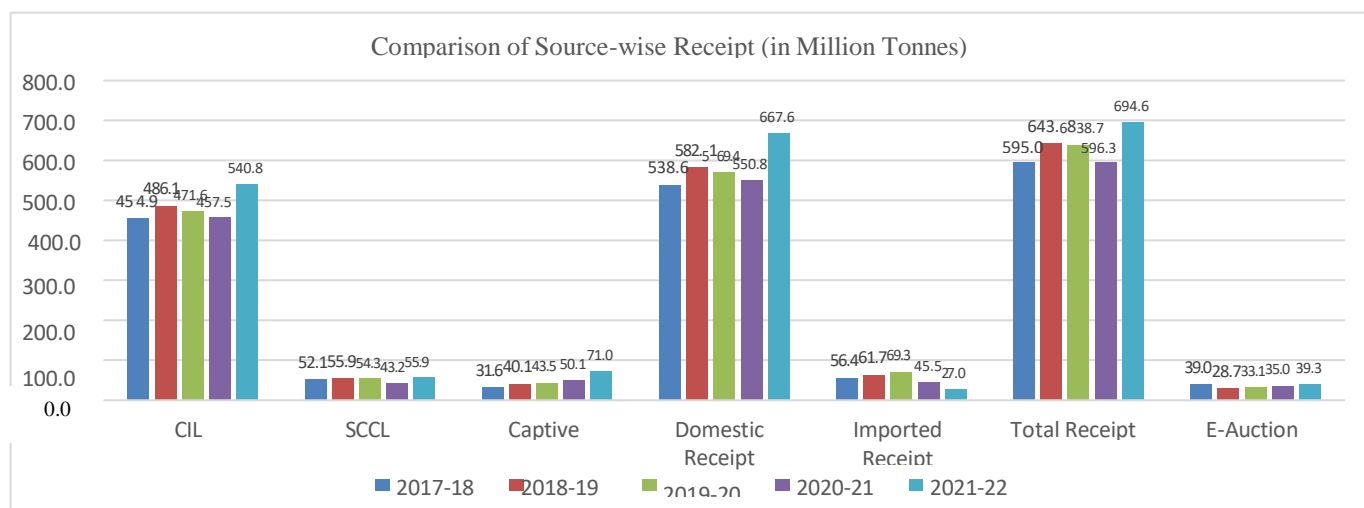
The details of source-wise program and receipt of coal by power plants during 2020-21 and 2021-22 are given in **Table 7.6** and **Exhibit 7.5**.

Table 7.6
Source-wise program and receipt of coal

Period	2020-21			2021-22		
Source	Program	Receipt	% of Program	Program	Receipt	% of Program
CIL	526.0	457.5 (*)	87.0%	548.0	540.8 (*)	98.7%
SCCL	55.0	43.2	78.5%	56.0	55.9	99.8%
Captive	63.0	50.1	79.5%	74.0	71.0	95.9%
Total (Domestic) (A)	644.0	550.8	85.5%	678.0	667.6	98.5%
E-Auction	-	35.0	-	-	39.3	-
Import (Blending)	-	10.4	-	-	8.1	-
Import (Imported Coal Based)	45.0	35.1	78.1%	45.0	18.9	42.0%
Total (Import) (B)	45.0	45.5	101.2%	45.0	27.0	60.0%
Total (A+B)	689.0	596.3	86.6%	723.0	694.6	96.1%

(**): includes e-Auction coal)

Exhibit 7.5



7.2.3 Coal Demand and Availability Position during the Year 2022-23

For the year 2022-23, coal based gross generation programme of 1080 BU has been estimated by CEA. Based on the generation program, the total coal requirement of 788.5 MT has been estimated. The details of coal requirement vis-à-vis likely coal availability during the year 2022-23 are given in **Table 7.7**.

Table 7.7
Coal Requirement and likely availability for the year 2022-23

S.No.	Description	Units	2022-23
1	Coal based generation		
1.1	Gross Coal based generation programme during 2022-23	BU	1080
2	Coal Requirement		
2.1	For plants designed on domestic Coal	MT	759.9
2.2	For plants designed on imported coal	MT	28.6
2.3	Total Coal Requirement	MT	788.5
3	Coal Availability from Indigenous Sources		
3.1	From CIL	MT	565
3.2	From SCCL	MT	57
3.3	From Captive Mines	MT	113
3.4	Total domestic coal availability	MT	735
3.5	Shortfall in domestic coal availability	MT	25
3.6	Requirement of imported coal for blending	MT	17

It is thus observed from the above that power plants on domestic coal may not meet their requirement of coal from domestic sources and may require import of coal for blending.

7.2.4 Coal Demand and Availability Position during the year 2026-27 and 2031-32

Preliminary Exercise has been carried out in CEA for assessing the power requirement of States/UTs considering past growth rates and the increase in Electrical Energy Requirement on account of Power for All Make in India initiatives, reduction in demand on account of DSM and various efficiency improvement measures being under taken by the Government. Accordingly, the total electricity requirement on All India basis has been assessed.

With the likely Renewable Energy Sources (RES) capacity addition, the coal-based generation has been estimated and accordingly provisional coal requirement has been worked out. The estimated generation from coal-based power plants is expected to be around 1174.63 BU during 2026-27 and about 1306.65 BU during 2031-32. However, in view of uncertainty associated with VRE Nuclear, Hydro generation, the coal requirement for the year 2026-27 and 2031-32 has been worked out assuming 20% reduction in Hydro, Nuclear and VRE generation due to uncertainty. This is to be compensated by coal-based generation. Accordingly the details of coal requirement for the year 2026-27 and 2031-32 have been worked out and the details are given in **Table 7.8**.

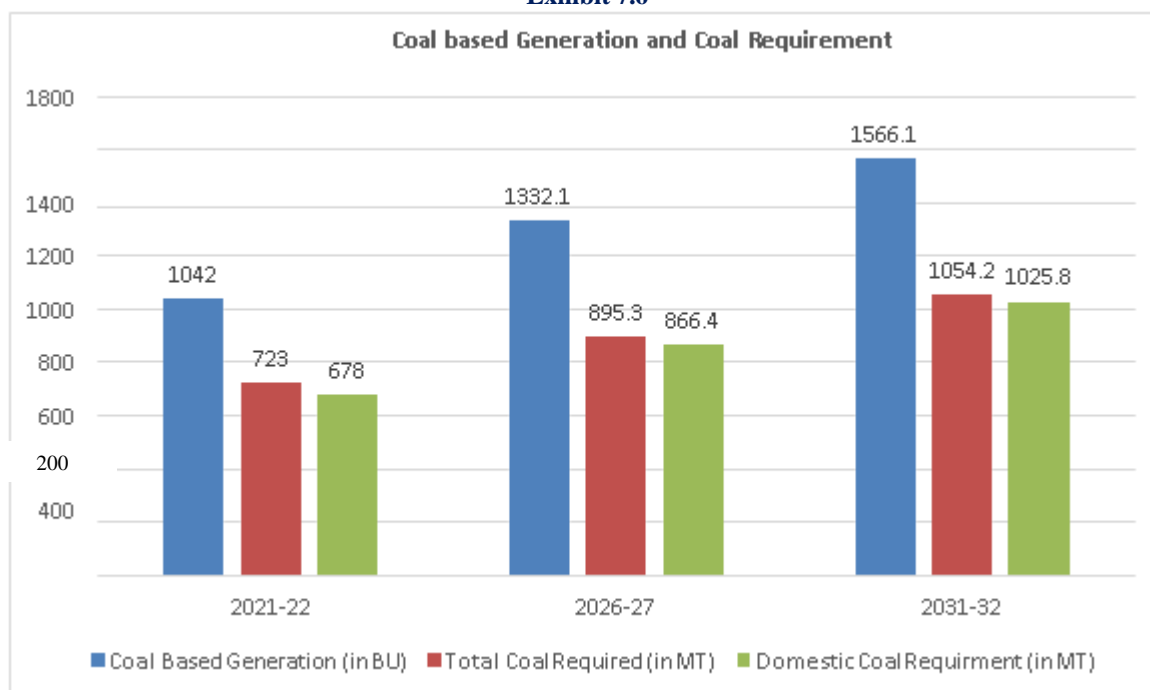
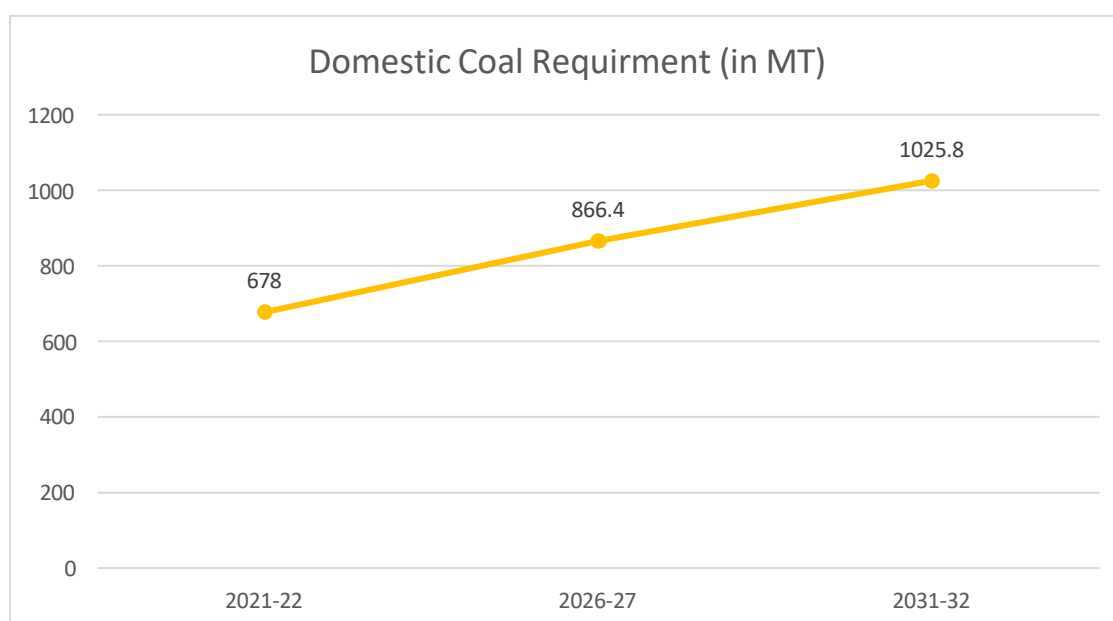
Table 7.8
Coal requirement during the year 2026-27 and 2031-32

S. No.	Coal Requirement Calculation	Unit	2026-27	2031-32
1	Coal based generation (gross)	BU	1174.6	1306.6
2	Hydro based generation (gross) (Large & Small Hydro + Hydro Import)	BU	216.8	255.7

3	Nuclear based generation (gross)	BU	77.9	117.6
4	Wind Generation(gross)	BU	153.5	258.1
5	Solar Generation(gross)	BU	339.3	665.6
6	Total VRE(Solar & Wind) +Hydro +Nuclear generation (gross)	BU	787.5	1297.1
7	20% reduction in Hydro, Nuclear and VRE generation due to uncertainty	BU	157.5	259.4
8	Total coal based generation (SI No 1+SI No 7)	BU	1332.1	1566.1
9	Coal Requirement	MT	895.3	1054.2
10	Imported Coal requirement	MT	28.9	28.9
11	Domestic Coal Requirement	MT	866.4	1025.8

In order to enhance coal availability, multi-dimensional efforts are underway by Coal India Ltd to enhance production of domestic coal. A road map has been prepared by CIL to substantially enhance coal production level to 1 Billion Tonnes (BT) by the year 2023-24. With this programme there would be no shortage in the availability of coal for the power plants during 2026-27 and 2031-32. In addition, coal production from the captive coal blocks allotted to power utilities would also supplement the availability of domestic coal. The Government has also allowed commercial mining and mines have already been allocated through auction to the participating bidders. This would further supplement the supply of domestic coal to the power utilities.

Likely coal-based generation and coal requirement during 2021-22, 2026-27 and 2031-32 are shown in **Exhibit 7.6** and **Exhibit 7.7**.

Exhibit 7.6**Exhibit 7.7**

CONCLUSIONS

The coal requirement for the year 2026-27 and 2031-32 have been worked out. The domestic coal requirement in the year 2026-27 have been estimated as 866.4 Million Tonnes and in 2031-32 as 1025.8 MT and imports by plants designed on imported coal is to be 28.9 Million tonnes.

7.3 ISSUES/CONSTRAINTS IN MAKING COAL AVAILABLE TO POWER STATIONS

Timely availability of adequate coal is extremely crucial for maximizing generation from the power plants. In addition to tapping fuel source or organizing its availability, it is also essential to create the infrastructure to facilitate fuel to reach the intended destination. Therefore, development of mines/ ports and requisite transportation facilities commensurate with the completion of the projects is very necessary. The gestation period in the development of mines and even transport facilities are in some cases, longer than the gestation period for setting up of thermal power stations. It is, therefore, imperative for the Power Sector to make its prospective coal requirement, over a long time horizon, known to the Ministry of Coal, Railways and port authorities to enable them to undertake co-ordinated

development of coal mines and transport infrastructure with the coming up of thermal power stations.

However, to address the issue of supply of coal to the power plants due to infrastructural constraints etc. there is an Inter-ministerial Sub group in the Ministry of Coal. The Inter-ministerial subgroup constituted by the Infrastructure Constraints Review Committee, is under the Chairmanship of Joint Secretary, Ministry of Coal comprising of representatives from Ministry of Railways, Ministry of Power, Shipping, NITI Aayog CEA, Coal India Limited and NTPC Limited. The subgroup reviews and monitor coal supply and related infrastructural constraints on day-to-day basis for adequate supply of coal to power plants.

7.4 NEW INITIATIVES TAKEN BY THE GOVERNMENT FOR ADDRESSING ISSUES RELATED TO COAL SUPPLY TO THE POWER PLANTS

7.4.1 Rationalization/ Swapping of Coal Linkages

A. For State/Central Gencos (Constitution of a new Inter- Ministerial Task Force - IMTF)

- i. In order to undertake a comprehensive review of existing sources of coal and considering the feasibility of rationalization of these sources to optimize cost of coal transportation, a new Inter- Ministerial Task Force (IMTF) was constituted by Ministry of Coal in June, 2014. CIL also engaged M/s KPMG Advisory Services Private Ltd to assist the Task Force in optimization exercise.
- ii. The new Inter-Ministerial Task Force (IMTF) had recommended a three-step approach for implementation. The recommendations inter-alia included rationalization of linkage sources for 19 power utilities in Stage-I by swapping linkage coal between different coal companies to optimize distances and maximizing dispatches of coal. As per status of implementation of recommendations of IMTF, Coal India Ltd. executed revised Fuel Supply Agreement (FSA) with 17 power plants in respect of Stage-I rationalization. This had resulted in movement rationalization of 24.6 MT coal with potential annual savings of about Rs. 913 crores.
- iii. The Task Force recommended rationalization of 6 swap sets among power utilities in Stage-II which envisaged swapping of coal between 'imported coal and domestic coal' and 'domestic coal of different power stations among 6 States involving 11 power utilities in Centre /State/ Private Sector. Among the participating companies, 19 swaps were envisaged. Out of these swaps, only 6 swaps (saving 952 Crores) were agreed for implementation. However, with the improved availability of coal for pit head power plants, the swaps agreed for swapping of imported coal with domestic coal for pit head plants was not feasible. However, only one set of swaps has been implemented for movement of rationalization of 1.3 MT coal and potential annual savings of 458 crores of transportation cost.
- iv. With the implementation of Stage-I and Stage-II of recommendations of the IMTF, movement rationalization of 25.9 MT coal has been taken.

B. For IPPs

- i. Ministry of Coal vide OM dated 18th July, 2017 constituted a new "Inter-Ministerial Task Force (IMTF)" to rationalize the linkages of the Independent Power Producers (IPPs). The IMTF was constituted under the Chairmanship of Additional Secretary, Ministry of Coal, with members from Ministry of Coal, Ministry of Power, Ministry of Railways, Ministry of Shipping, CEA, CIL, and SCCL.
- ii. The terms of reference of the IMTF was to undertake a comprehensive review of existing coal sources of IPPs having linkages and consider the feasibility for rationalization of these sources with a view to optimize transportation cost given the various technical constraints. The benefits accrued would be passed on to the DISCOMs/consumers in an objective and transparent manner.
- iii. Based on the recommendation of IMTF, Ministry of Coal vide letter dated 15.05.2018 issued the Methodology for Linkage Rationalization for IPPs. The summary of the methodology is as under:
 - a. Basic objective of the methodology is to reduce the landed cost of coal due to reduction in transportation cost and cost of coal. The reduced landed price of coal would lead to savings, to be reflected in cost of power generated, and these savings shall be passed on to the buyers of power through a transparent and objective mechanism.
 - b. Reduce the distance by which the coal is transported, thus, easing up the Railway infrastructure for gainful utilization for other sectors.
 - c. The methodology has considered rationalization only for IPPs having linkages obtained through allotment route. The IPPs having linkages obtained through auction process are not eligible for rationalization under this scheme.

Status:

- i. In the first round of linkage rationalization for IPPs initiated by CIL on 28.08.2018, the linkage of Bajaj Energy Limited (5 plants) has been rationalized for a quantity of 1.605 MT as per the decision taken in the meeting held on 11th March, 2019 by the Apex Committee comprising members from CIL, SCCL, CEA and Railways.
- ii. In the second round of linkage rationalization for IPPs initiated by CIL on 25.08.2020, linkage of seven IPPs (Talwandi Sabo Power Ltd., Nabha Power Ltd., Jhajjar Power Ltd., Bajaj Power, Jhabua Power Ltd., Maithon Power Ltd. and Dhariwal Infrastructure Ltd.) has agreed for rationalization. Nabha Power Ltd. has already signed FSA at the rationalized source (Northern Coalfields Ltd.) in December '21 based on the decision of the Apex Committee on 14.06.2021.

7.4.2 Third Party Sampling

- i. In order to address quality concern of the coal supplied to power plants, it was decided in the meeting dated 28.10.2015 that coal samples shall be collected and prepared by a Single Third-Party Agency appointed by power utilities and coal companies. Accordingly, it was decided by the Ministry of Power and the Ministry of Coal that the power utilities would appoint a Third-Party Sampler (CIMFR) for Third Party Sampling and Analysis of coal at loading-end as well as at unloading-end. Based on the Third-Party Sampling analysis results furnished by CIMFR, credit/debit note are being issued by coal companies to the power plants in case of difference between declared grade of coal and analysed grade of coal.
- ii. Third party sampling has been started by CIMFR at loading as well as unloading ends, which has resulted into lowering of ECR, thus benefiting the end consumers of electricity.
- iii. Subsequently, Ministry of Power vide letter dated 30.03.2021 conveyed the decision that Power Finance Corporation (PFC) shall empanel Third Party Sampling (TPS) Agencies for Power Sector, in addition to CIMFR, and consumers shall be free to take services of any of the empanelled agencies. The Terms of Reference for empanelment for the agency was to be formulated with the following broad guidelines:
 - a. Multiple Agencies should be available.
 - b. Sampling only at loading end with appellate/referee provision.
 - c. Choice of taking services from empanelled agencies shall be of the buyer of coal.
 - d. Review mechanism to review the working of the system.
- iv. MOP, after consultation with the stakeholders including CEA, finalized the Terms of Reference for empanelment of TPS which was forwarded to PFC on 17.08.2021 for taking further necessary action.
- v. PFC has empanelled one firm (M/s Mitra SK Private Limited) as a 'Third Party sampling Agency (TPSA) for collection, preparation and analysis of coal samples at loading end with appellate/referee provision for power sector'.

7.4.3 Flexibility in Utilization of Domestic Coal

- i. The Government, on 04.05.2016, approved the proposal for allowing flexibility in utilization of domestic coal amongst power generating stations to reduce the cost of power generation. Under the scheme, the Annual Contracted Quantity (ACQ) of each individual coal linkage as per Fuel Supply Agreement is to be aggregated as consolidated ACQ for each State and Company owning Central Generating Stations instead of individual generating station. The State/Central Gencos have flexibility to utilize their coal in most efficient and cost-effective manner in their own power plants as well as by transferring coal to other State/Central Gencos Power plants for generation of cheaper power. The methodology provides for utilizing coal amongst State/Central Generating Stations having 4 cases- i) within state ii) one state to another state iii) one state to CGSs & vice versa and iv) within CGSs & other CGSs. The methodology in this regard has been issued by CEA on 08.06.2016.
- ii. Further, the methodology for use of coal transferred by a State to Independent Power Producer (IPP) generating stations has been issued by Ministry of Power, Govt. of India on 20.02.2017. As per the methodology, the State can divert their coal and take equivalent power from IPP generating station, which is selected through an e-bidding process. The guiding principle of the methodology is that the landed cost of power from IPP generating station at the State's periphery should be lower than the variable cost of generation of the State generating station whose power is to be replaced by generation from IPP. The landed cost of power is inclusive of the transmission charges and transmission losses.
- iii. Based on the experience gained, Ministry of power vide letter dated 15.06.2018 has amended clauses related to bid security, performance security coal transportation mode in the methodology for Case-

4. Subsequently, Ministry of Power vide letter dated 25.10.2018 has issued 2nd amendment in the methodology allowing moisture correction while reconciliation of coal.

7.4.3.1 Status/ Current Development of the Scheme:

- i. All State/Central gencos have signed supplementary agreement with Coal Companies for aggregation of their ACQ. CIL, on quarterly basis, allocates coal to the plants of State /Central Gencos as per their requirement within their AACQ.
- ii. Based on the methodology issued by MoP on 20.02.2017 for Case-4, Gujarat Urja Vikas Nigam Limited (GUVNL) and Maharashtra State Power Generation Company Limited (MSPGCL) invited bids for supply of power from willing IPPs.
- iii. GMR Chhattisgarh Energy Limited (GCEL) emerged as successful bidder in case of bid invited by GUVNL and was awarded contract to take equivalent power of 500 MW at a tariff of Rs 2.81 per unit for a period of 8 months starting from November 2017 to June 2018. However, power supply started from January 2018. The contract was later extended by GUVNL till November, 2018. Gujarat again invited bids and awarded contract to GCEL for supply of 1000 MW at a tariff of Rs. 3.16 per unit. The Power purchase agreement (PPA) was signed on 21.12.2018 and the contract period was upto June, 2019. However, the supply of power started from January, 2019 and the contract was extended till December, 2019.
- iv. Maharashtra tied up 400 MW (185 MW with Dhariwal Infrastructure Ltd. and 215 MW with Ideal Energy Projects Ltd. for a period of 8 months at a tariff of Rs. 2.76 per unit. The supply of power started by Dhariwal Infrastructure Ltd. from April 2018 and by Bela TPS from May 2018. Maharashtra again tied up 185 MW with Dhariwal Infrastructure Ltd. from November 2019 to October 2020.

7.5 LIGNITE

Lignite reserves in the country have been estimated at around 40.9 Billion Tonnes, most of which is found in the State of Tamil Nadu. About 82 % of the Lignite reserves are located in the State of Tamil Nadu & Pondicherry. At present only a small percentage of the total reserves of lignite have been exploited. There is considerable scope for exploitation of lignite reserves and use of lignite in thermal power stations subject to cost-economics, particularly in the States of Tamil Nadu, Rajasthan and Gujarat having the limitations of transportation of coal to these regions. State-wise distribution of Lignite resources is shown in **Table- 7.9**.

Table 7.9
State-wise Lignite Reserves

State	Total [MT]
Tamil Nadu	33309.53
Rajasthan	4835.29
Gujarat	2722.05
Jammu & Kashmir	27.55
Others (Kerala, West Bengal)	11.44
Total	40905.86

The anticipated Lignite Generation for 2026-27 & 2031-32 are shown in **Table 7.10**.

Table-7.10
Anticipation Lignite generation of 2026-27 & 2031-32

S.No.	Description	2026-27	2031-32
1.1	Gross Lignite based generation (BU)	28.74	28.18

7.6 GAS-BASED POWER PLANTS

7.6.1 INTRODUCTION

Natural Gas is the next generation fossil fuel with less carbon dioxide per joule delivered than either by coal or oil and contains far fewer pollutants than other hydrocarbon fuels. Therefore, the natural gas has emerged as the most preferred fuel due to its inherent environmentally benign nature, easy transportability, ease of use, greater efficiency

and cost effectiveness. The development of Natural Gas industry in the country started in 1960s with discovery of gas fields in Assam and Gujarat. After discovery of South Basin fields by ONGC in 1970s, Natural Gas assumed importance. The Exploration activities in India were earlier carried out only by the National Oil Companies (ONGC & OIL) under nomination regime. Later private companies were allowed to enter into exploration through JV with National Oil Companies (NOCs) under Pre-NELP (New Exploration Licensing Policy) regime. Subsequently, 100% foreign participation in exploration was allowed under NELP regime. Later discoveries were made in Gujarat, Krishna Godavari (KG) basin, Cauvery basin, Tripura, Assam etc. Subsequently, Hydrocarbon Exploration and Licensing Policy (HELP) was introduced in March, 2016 for a uniform licensing system to cover all hydrocarbons such as oil, gas, coal bed methane etc. under a single licensing framework coupled with open acreage policy.

The demand of natural gas has sharply increased in the last two decades at the global level. However, the supply of domestic gas in India is not keeping pace with the demand and gas-based power plants are operating at sub-optimal PLF. The power and fertilizer industries emerged as the key demand drivers for natural gas due to the scale of their operations, policy intervention and social impact. In an agrarian economy such as India, the priority has been the production of fertilizers.

7.6.2 BACKGROUND

In India, Natural gas produced from domestic sources is being allocated to different sectors by the Central Government as per policy guidelines issued from time to time. In case of imported gas, the marketers are free to import Liquefied Natural Gas (LNG) and sell the Regasified LNG (RLNG) to customers.

The domestic gas in the country is being supplied mainly from the oil & gas fields located at western and south-eastern areas viz. Hazira basin, Mumbai offshore & KG basin. In addition, North Eastern Region (Assam & Tripura) is also having limited domestic gas production which is being consumed by the localised gas consumers. Import of LNG is being mainly carried out at terminals located on western and southwestern coast viz. Dahej(GJ), Hazira(GJ), Mundra(GJ), Dabhol(MH) and Kochi(KL).

Gas-based generation in India got the impetus when HVJ (Hajira- Vijaypur-Jagdishpur) gas pipeline was commissioned by GAIL in the 80's after discovery of gas in the west coast of India. This led to commissioning of a number of Gas-based Combined Cycle Gas Turbines (CCGTs) along the HVJ pipe line in the Western and Northern part of India. Apart from the major HVJ trunk pipeline, certain regional gas grids, like in KG basin and Kaveri basin also helped in development of some gas-based power generation capacities. Isolated fields are located mainly in parts of Tamil Nadu, Rajasthan and North-Eastern Region.

With the New Exploration Licensing Policy (NELP), gas exploration in India got an impetus and the discovery of gas in Krishna Godavari Dhirubhai 6 (KG-D6) field by Reliance Industries Limited in 2002, was expected to be a turning point in gas production in the country. With the commissioning of East West pipeline by Reliance Gas Infrastructure India Limited, KGD6 gas got infused into the system in early 2009.

With the commencement of production from KGD6 field and the expectation of considerable increase in the volume of production from this field, number of gas-based plants were taken up for implementation in the country even without firm allocation of gas. Before the commencement of production from KGD6 fields, gas-based power plants were operating primarily with the allocated Administrative Price Mechanism (APM)

/Non APM/Panna-Mukta-Tapi- Ravva basin gas from nominated fields, but these supplies were short of their requirement. The production from KG D-6 reached its peak of around 60 MMSCMD in March 2010 and thereafter the production has decreased steadily. In view of this decrease in production from KG D-6, MoPNG issued an order in July 2010 to apply pro-rata cuts in supply against firm allocations to all customers on days when the total production is less than signed Gas Sale and Purchase Agreements (GSPAs). The Empowered Group of Ministers (EGoM) in its meeting held on 23rd August, 2013 decided that the incremental production of NELP gas, available during the years 2013-14, 2014-15 & 2015-16 be allocated to power sector after first ensuring the supply of 31.5 Million Metric Standard Cubic Meters per Day (MMSCMD) to fertilizer sector.

Thus, contrary to the expectations, the gradual reduction in production from KG D6 had upset the gas-based capacity addition programme in the country. When the production from KG D6 field fell to 16 MMSCMD in March, 2013, the supplies to power sector got reduced to zero. The gas supply against allocation from KG D6 field to power sector is NIL since March 2013.

7.6.3 PRESENT STATUS

CEA monitors 62 nos. of gas-based power stations, using gas as primary fuel, with a total capacity of about 23845 MW. Out of this, about 20922 MW are connected with gas pipeline grid and the balance 2923 MW are connected with isolated gas fields. The plants connected with isolated gas fields operate on the gas which is available locally and are located in Tamil Nadu, North-East and Rajasthan. Out of total installed capacity of 3,99,497 MW in the country as on 31st March 2022, a capacity of 23845 MW (about 6%) is from gas- based power plants (excluding liquid based

generation). However, during 2021-22, generation from gas-based plants was only about 2.4 % of the total generation in the country.

Normative gas requirement to operate the existing power plants having capacity of 23,845 MW at 85% Plant Load Factor (PLF) is about 102 MMSCMD. However, the total domestic gas allocated to power projects is about 85 MMSCMD and average gas supplied to these gas-based power plants during the year 2021-22 was only 22.62 MMSCMD. Out of 22.62 MMSCMD gas, grid connected capacity has received 13.31 MMSCMD and gas-based capacity connected with isolated gas fields received 9.31 MMSCMD gas during the year 2021-

22. The PLF achieved by grid connected gas-based capacity is around 12.5% only, whereas, plants connected with isolated field has achieved average PLF of around 51%. Overall PLF of gas-based capacity during the year 2021-22 remained around 17.2%.

7.6.4 Gas supply position to gas-based power plants

The details of plant wise gas-based installed capacity and gas supply position for the year 2021-22 is given at **Annexure 7.1**.

Supply of natural gas to gas-based power plants since 2017-18 is shown in Table 7.11.

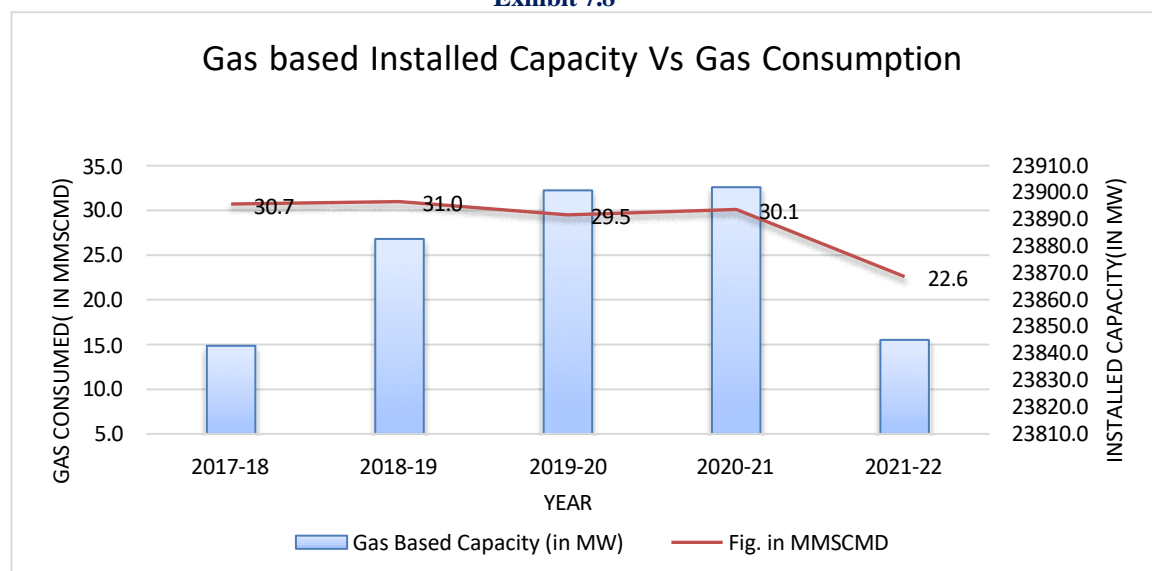
Table 7.11

Average Gas Supply and Shortfall

Sl.	Years	Gas-based Capacity at the end of year (MW)	Gas Required* (MMSCMD)	Average Gas Supplied (MMSCMD)	Shortfall (MMSCMD)
1	2	3	4	5	(6)=(4)-(5)
1	2017-18	23842.87	101.5	30.7	70.8
2	2018-19	23882.68	101.8	31.0	70.8
3	2019-20	23900.82	102.0	29.5	72.5
4	2020-21	23901.97	102.0	30.1	71.9
5	2021-22	23845.05	101.5	22.6	78.9

Supply / Consumption of gas to gas-based power plants since 2017-18 is shown at **Exhibit 7.8**

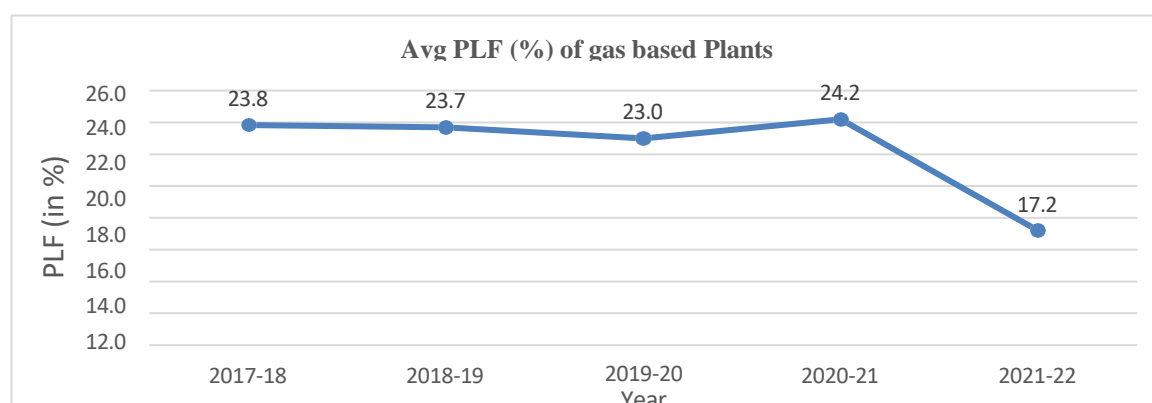
Exhibit 7.8



Domestic gas supply to gas-based power plants had reached a peak of 59.3 MMSCMD during 2010-11, thereafter, due to unprecedented reduction in gas supply, the gas supply to gas-based power plants had reduced sharply. The gas supplied to gas-based power plants since 2017-18 to 2020-21 has been almost 30 MMSCMD. However, during the year 2021-22, total gas supplied to gas-based power plants was only 22.62 MMSCMD.

7.6.5 Average PLF of Gas-based capacity

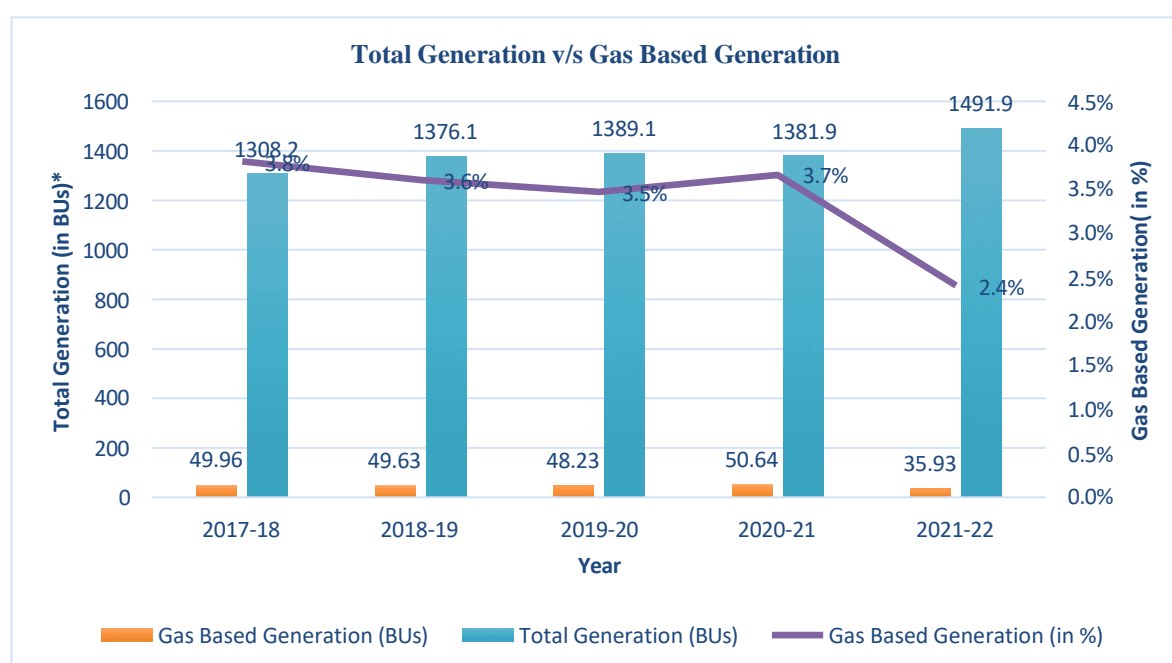
Average PLF of gas-based capacity since 2017-18 is shown in **Exhibit 7.9**. It can be seen that average PLF of gas-based capacity during 2017-18 was around 24% and has decreased to about 17% in the year 2021-22.

Exhibit 7.9

Share of Gas-based Generation in Total Generation

Share of gas-based power generation against total generation from 2017-18 to 2021-22 is shown in **Exhibit 7.10**.

It can be seen that share of gas-based generation since 2017-18 till 2020-21 has been about 3.6%, which has reduced to around 2.4% during 2021-22.

Exhibit 7.10

7.6.6 ADVANTAGES OF GAS-BASED POWER PLANTS

Natural gas-based power generation has many advantages over other conventional energy sources mainly on account of its lesser impact on the environment and better economics. However, despite these advantages, due to shortage of domestic gas, India's energy mix is skewed towards coal compared to other countries, with gas-based generation share in India is only around 2.4% at present.

Gas-based power plants require significantly less land and water in comparison to coal-based power plants of the same capacity. In addition, gas-based plants with quick ramping up/down capability can support the renewable balancing power requirements. This gains importance especially in the context of India's aspiration to rapidly scale up renewable generation. Besides, gas-based capacity will minimize the need for other alternative modes of power generation during peak hours of power shortage such as using diesel generators etc., which are not only costlier but also result in more environmental pollution. It may also be noted that gas-based power generation would reduce

carbon emissions, as emissions from gas-based power generation is less as compared to Diesel or coal-based generation. Details are shown in the **Table 7.12**

Table 7.12**CO2 emission from various fuels**

Particulars of the Plant	Gas based	Coal based	Diesel based
Capacity (MW)	1000	1000	1000
Gross Station Heat Rate kcal/kWh	1850	2350	1975
Auxiliary Power Consumption (%)	3%	8.5%	3.5%
Net Station Heat Rate (kcal/kWh)	1907	2568	2047
Fuel emission factor (g CO ₂ /KJ)	49.4	99.6	69
Specific CO ₂ emission (tCO ₂ /MWH)	0.30	0.98	0.59

However, due to acute shortage of domestic gas and higher price of imported natural gas, gas-based power plants are not in a position to run their plants efficiently and help in reduction of environmental pollution.

7.6.7 STEPS taken by Government to overcome shortage of gas

1. Policy to grant relaxation, extension & classifications at development & production stage for early monetization of hydrocarbon discoveries.
2. Discovered Small Field Policy.
3. Formulation of Hydrocarbon Exploration and Licensing Policy (HELP) in March, 2016.
4. Policy for marketing freedom for gas produced from Deepwater & Ultra Deepwater areas.
5. In order to revive and improve utilization of gas-based capacity in the country, Government of India had sanctioned a scheme for utilization of gas-based power generation capacity for the years 2015-16 and 2016-17. The scheme envisaged supply of imported spot RLNG to the stranded gas-based plants as well as plants receiving domestic gas, selected through a reverse e-bidding process. The scheme also envisaged sacrifices to be made collectively by all stakeholders and support from PSDF (Power System Development Fund). The scheme ended on 31.03.2017.
6. The Government of India constituted a High-Level Empowered Committee (HLEC) on 29th July, 2018 to consider issues related to stressed thermal power projects. HLEC, in its report submitted in November 2018 has, inter-alia, recommended that MOP and MOPNG may jointly devise a scheme in line with the earlier e-bid RLNG scheme supported by PSDF in order to revive gas-based power plants. The recommendation of HLEC is under consideration in the Ministry of Power.

7.7 CONCLUSION

1. The domestic coal requirement has been estimated to be 866.4 Million Tonnes for the year 2026-27 and 1025.8 Million Tonnes for the year 2031-32 and estimated requirement of 28.9 MT of coal imports for the plants designed to run on imported coal.
2. The scheme for utilisation of gas-based generation capacity introduced by Government of India ended on 31.03.2017. However, it is felt that a long-term policy intervention is required for optimal utilization of gas-based capacity in the country.
3. Large scale renewable capacity addition is being implemented in the country. Such largescale renewable integration is likely to pose a number of challenges to system operations. One of the challenges is to provide support to the grid particularly during the peak hours when solar energy is going down and the load is ramping up. Gas-based power plants can play a vital role in grid stability and provide the much-needed balancing power for integrating renewable sources-based power generation into the grid, particularly in view of their fast ramp up/down capability.
4. The regasification capacity in the country is also a matter of concern for gas-based power plants, particularly those who are connected with RGTIL East-West pipeline. Due to technical constraints like directional flows etc., imported RLNG from west coast cannot be transported to power plants located in the East Coast. Therefore, facility of re-gasification capacity may be suitably created at East Coast also.

Annexure 7.1

FUEL SUPPLY/CONSUMPTION FOR GAS-BASED POWER STATIONS IN THE COUNTRY FOR THE PERIOD 2021-22

S. No	Name of Power Station	Utility	Installed Capacity (MW)	State	Domestic Gas Allotted (MMSCMD)	Gas Consumed (MMSCMD)
(A) CENTRAL SECTOR						
1	NTPC, FARIDABAD CCPP	NTPC	431.59	HARYANA	1.81	0.07
2	NTPC, ANTA CCPP	NTPC	419.33	RAJASTHAN	1.55	0.08
3	NTPC, AURAIYA CCPP	NTPC	663.36	UTTAR PRADESH	2.47	0.25
4	NTPC, DADRI CCPP	NTPC	829.78	UTTAR PRADESH	3.25	0.46
	Sub Total (NR)		2344.06		9.08	0.86
5	NTPC, GANDHAR(JHANORE) CCPP	NTPC	657.39	GUJARAT	3.19	0.27
6	NTPC, KAWAS CCPP	NTPC	656.2	GUJARAT	5.72	0.17
7	RATNAGIRI CCPP	RGPPL	1967.08	MAHARASHTRA	8.50	1.69
	Sub Total (WR)		3280.67		17.41	2.12
8	KATHALGURI	NEEPCO	291	ASSAM	1.40	1.42
9	AGARTALA GT+ST	NEEPCO	135	TRIPURA	0.75	0.71
10	MONARCHAK	NEEPCO	101	TRIPURA	0.50	0.45
11	TRIPURA CCPP	OTPC	726.6	TRIPURA	2.65	2.20
	Sub Total (NER)		1253.60		5.30	4.79
	Total (CS)=A		6878.33		31.79	7.77
(B) STATE SECTOR						
12	IP.CCPP	IPGCL	270	DELHI	0.95	0.16
13	PRAGATI CCGT-III	Pragati Power Corp. Ltd.	1500	DELHI	2.49	1.72
14	PRAGATI CCPP	Pragati Power Corp. Ltd.	330.4	DELHI	2.05	0.89
15	DHOLPUR CCPP	RRVUNL	330	RAJASTHAN	1.60	0.00
16	RAMGARH	RRVUNL	273.8	RAJASTHAN	1.65	1.27
	Sub Total (NR)		2704.20		8.74	4.05
17	DHUVARAN CCPP	GSECL	594.72	GUJARAT	0.69	0.15
18	HAZIRA CCPP	GSEG	156.1	GUJARAT	0.81	0.02
19	HAZIRA CCPP EXT	GSEG	351	GUJARAT	0.00	0.04
20	PIPAVAV CCPP	GPPC (GSPC-Pipavav Power Comp. Ltd.)	702	GUJARAT	0.00	0.08
21	UTRAN CCPP	GSECL	374	GUJARAT	1.45	0.22
22	URAN CCPP	MAHAGENCO	672	MAHARASHTRA	4.90	1.52
	Sub Total (WR)		2849.82		7.85	2.02
23	GODAVARI (JEGURUPADU)	APEPDCL	235.4	ANDHRA PRADESH	1.31	0.33
24	KARAIKAL CCPP	PPCL	32.5	PUDUCHERRY	0.20	0.17
25	KOVIKALPAL	TANGEDCO	107	TAMIL NADU	0.45	0.17
26	KUTTALAM	TANGEDCO	100	TAMIL NADU	0.45	0.29
27	VALUTHUR CCPP	TANGEDCO	186.2	TAMIL NADU	0.89	0.56

	Sub Total (SR)		661.1		3.30	1.53
28	LAKWA GT	APGCL	97.2	ASSAM	0.50	0.28
29	LAKWA Replacement CCPP	APGCL	69.76	ASSAM	0.40	0.33
30	NAMRUP CCPP + ST	APGCL	162.4	ASSAM	0.66	0.59
31	BARAMURA GT	TSECL	42	TRIPURA	0.40	0.26
32	ROKHIA GT	TSECL	95	TRIPURA	0.50	0.40
	Sub Total (NER)		466.36		2.46	1.86
	Total (SS)=B		6681.48		22.35	9.45
(C) PVT/IPP SECTOR						
33	RITHALA CCPP (NDPL)	Tata Power Delhi Distribution Ltd.	108	DELHI	0.40	0.00
34	GAMA CCPP	Gama Infraprop Pvt. Ltd.	225	UTTARAKHAND	0.00	0.21
35	KASHIPUR CCPP	Sravanthi Energy Pvt. Ltd.	225	UTTARAKHAND	0.00	0.37
	Sub Total (NR)		558		0.40	0.57
36	BARODA CCPP	GIPCL	160	GUJARAT	0.45	0.00
37	ESSAR CCPP	EPL	300	GUJARAT	1.17	0.00
38	PAGUTHAN CCPP	CLP India	655	GUJARAT	1.43	0.00
39	SUGEN CCPP	Torrent Power Ltd.	1147.5	GUJARAT	4.21	2.33
40	UNOSUGEN CCPP	Torrent Power Ltd.	382.5	GUJARAT	0.00	0.70
41	DGEN Mega CCPP	Torrent Power Ltd.	1200	GUJARAT	0.00	0.00
42	TROMBAY CCPP	Tata Power Comp. Ltd.	180	MAHARASHTRA	1.50	0.56
43	MANGAON CCPP	PGPL	388	MAHARASHTRA	0.00	0.00
	Sub Total (WR)		4413		8.76	3.60
44	GAUTAMI CCPP	GVK Energy Ltd.	464	ANDHRA PRADESH	3.82	0.00
45	GMR- KAKINADA	GMR Energy Ltd.	220	ANDHRA PRADESH	0.88	0.00
46	GMR- Rajahmundry	GREL	768	ANDHRA PRADESH	0.00	0.00
47	GODAVARI (SPECTRUM)	Spectrum Power Generation Ltd.	208	ANDHRA PRADESH	1.04	0.14
48	JEGURUPADU CCPP PHASE- II	GVK Energy Ltd.	220	ANDHRA PRADESH	2.22	0.00
49	KONASEEMA CCPP	Konaseema Gas Power Ltd.	445	ANDHRA PRADESH	1.78	0.00
50	KONDAPALLI EXTN CCPP .	LANCO Kondapalli Power Pvt. Ltd.	366	ANDHRA PRADESH	1.46	0.00

51	KONDAPALLI ST-3 CCPP	LANCO Kondapalli Power Pvt. Ltd.	742	ANDHRA PRADESH	0.00	0.00
52	KONDAPALLI CCPP	LANCO Kondapalli Power Pvt. Ltd.	368.14	ANDHRA PRADESH	1.82	0.25
53	PEDDAPURAM	Reliance Infra. Ltd.	220	ANDHRA PRADESH	1.09	0.00
54	VEMAGIRI CCPP	GMR Vemagiri Power Generation Ltd.	370	ANDHRA PRADESH	3.12	0.00
55	VIJESWARAN CCPP	APGPCL	272	ANDHRA PRADESH	1.32	0.63
56	PCIL POWER AND HOLDINGS Ltd.	PCIL power and Holdings Ltd.	30	ANDHRA PRADESH	0.12	0.0
57	RVK ENERGY	RVK Enegy	28	ANDHRA PRADESH	0.11	0.0
58	SILK ROAD SUGAR	SILK ROAD SUGAR	35	ANDHRA PRADESH	0.10	0.0
59	LVS POWER	LVS POWER	55	ANDHRA PRADESH	0.22	0.0
60	KARUPPUR CCPP	Lanco Tanjore	119.8	TAMIL NADU	0.50	0.16
61	P.NALLUR CCPP	PPN Power Generating Company	330.5	TAMIL NADU	1.50	0.00
62	VALANTARVY CCPP	Pioneer Power Ltd.	52.8	TAMIL NADU	0.38	0.05
	Sub Total (SR)		5314.24		21.48	1.23
	Total(PVT/IPP)=C		10285.24		30.64	5.40
	GRAND TOTAL=A+B+C		23845.05		84.79	22.62

CHAPTER 8

FUND REQUIREMENT

8.0 INTRODUCTION

The generation capacity addition for the period 2022-27 and 2027-32 has been assessed in Chapters 5. This Chapter estimates total fund requirement corresponding to this capacity addition. The requirement of funds for transmission and distribution will be included in Volume-II of the National Electricity Plan. The requirement of funds assessed in this chapter does not include the funds required for captive power plants and for R&M of existing power plants.

8.1 FUND REQUIREMENT FOR THE PERIOD 2022-2027

8.1.1 A total capacity addition of 31,880 MW from conventional sources (Coal, Gas and Nuclear) and 1,79,939 MW from renewable energy sources (Hydro including SHP, Pumped Storage Plants (PSP), Solar, Wind & Biomass) with 8680MW/34720 MWh of BESS has been envisaged for the period 2022-2027. Out of this a capacity of 11,136MW which comprises of 120MW of Large Hydro, 9306 MW of Solar, 1572 MW of Wind and 138 MW of other RE has been commissioned during 2022-23 as on 31.12.2022. The requirement of funds for generation projects for the period 2022-27 has been assessed for the above mentioned capacity addition.

8.1.2 To assess the fund requirement for various types of generation projects, the year-wise phasing of expenditure has been considered in accordance with the base scenario. The estimates of standard cost per MW for the year 2021-22 has been taken as input for various technologies (except Hydro and Nuclear stations) and this has further been escalated thereafter @3% per annum (considering 10 year CAGR of WPI for- FY12/13-21/22). The fund requirement of Hydro projects has been considered based on estimated capital cost data and actual expenditure incurred for identified individual projects. Fund requirement for Nuclear capacity addition has been based on estimates provided by NPCIL. The details of assumptions of capital cost per MW and year-wise phasing of expenditure of different categories of generation projects are given in **Annexure 8.1** and **Annexure 8.2** respectively.

8.1.3 Based on the above, the total fund requirement for the period 2022-2027 is estimated to be Rs. 14,54,188 Crores, which also includes the likely expenditure during this period for the projects expected to get commissioned during 2027-2032. **Table 8.1** below captures the year-wise details of total estimated fund requirement.

Table 8.1
Total fund requirement for Generation projects during 2022-2027
(Rs. Crores)

	2022-23	2023-24	2024-25	2025-26	2026-27	Total
For projects likely to be commissioned during 2022-27	2,14,580	2,43,799	2,45,269	2,22,903	1,11,542	10,38,093
Advance action for projects likely to be commissioned during 2027-32	7,735	26,138	38,752	64,393	2,79,076	4,16,095
Total	2,22,315	2,69,937	2,84,021	2,87,297	3,90,618	14,54,188

8.1.4 The source-wise estimated fund requirement for the period 2022-2027 (including the likely expenditure during this period for the projects expected to be commissioned during 2027-2032) is given in **Table 8.2**

Table 8.2
Fund requirement for Generation projects (Source-wise) during 2022-2027
(Rs. Crores)

	2022-23	2023-24	2024-25	2025-26	2026-27	Total
A. Conventional						
Thermal	62,027	62,763	29,411	24,310	39,919	2,18,430
Nuclear	18,407	29,400	27,994	18,954	25,525	1,20,280
						3,38,710
B. Renewables						
Hydro	14,733	16,670	14,912	10,277	9,558	66,148
PSP	3,383	2,484	4,738	15,448	28,150	54,203
Wind	25,863	41,541	54,824	55,611	53,106	2,30,946
Offshore Wind	0	0	0	0	0	0
SHP	373	355	366	377	388	1,859
Biomass	4,131	4,921	5,064	5,217	5,372	24,704
Solar	93,399	1,11,804	1,46,712	1,57,103	1,71,953	6,80,970
BESS	0	0	0	0	56,647	56,647
						11,15,478
C. Total	2,22,315	2,69,938	2,84,021	2,87,297	3,90,618	14,54,188

8.2 FUND REQUIREMENT FOR THE PERIOD 2027-32

8.2.1 The fund requirement for the period 2027-32 has been estimated based on total capacity addition of 2,91,802 MW, consisting of 32,080 MW from conventional energy sources, 2,59,722 MW of renewable energy sources and 38,564 MW/201500 MWh of Battery Energy Storage Systems (BESS).

8.2.2 The fund requirement for the period of 2027-32 has been assessed using same principles as that for 2022-27. The total fund requirement for coal based generation, solar, wind, Biomass, PSP, SHP and BESS has been arrived based on estimated standard cost per MW for the year 2021-22 with annual escalation @3%. The fund requirement of Hydro projects has been considered based on estimated cost data and actual expenditure incurred for identified individual projects. Fund requirement for Nuclear capacity addition has been based on estimates provided by NPCIL. The details of assumptions of capital cost and year-wise phasing of expenditure of different categories of generation projects are given in **Annexure 8.1** and **Annexure 8.2** respectively.

8.2.3 Based on the above, the total fund requirement for the period 2027-2032 has been estimated to be Rs. 19,06,406 Crores. This fund requirement does not include advance action for the projects which may get commissioned after 31.03.2032.

The source-wise fund requirement for the period 2027-2032 is given in **Table 8.3**.

Table 8.3
Fund requirement for Generation projects (mode-wise) during 2027-2032

	2027-28	2028-29	2029-30	2030-31	2031-32	Total
A. Conventional						
Thermal	56,001	48,072	42,093	26,374	13,315	1,85,855
Nuclear	22,449	12,624	5,726	2,252	0	43,051
						2,28,906
B. Renewables						
Hydro	29,900	33,307	31,639	24,010	10,921	1,29,777
PSP	29,692	25,120	15,405	5,023	0	75,240

Wind	61,341	74,449	74,197	83,821	37,092	3,30,900
Offshore Wind	0	0	4,501	13,701	9,199	27,401
SHP	400	412	424	302	131	1,669
Biomass	5,536	5,702	5,873	4,180	1,814	23,105
Solar	1,82,100	1,86,329	1,91,463	1,97,207	39,672	7,96,771
						13,84,863
C.BESS	1,44,966	83,981	22,502	8,249	32,938	2,92,637
D. TOTAL	5,32,386	4,69,996	3,93,823	3,65,119	1,45,082	19,06,406

8.3 SOURCES OF FUNDS

8.3.1 In case of Central Sector projects, generally developers make an equity contribution of 30%. In case of projects developed in State Sector and Private sector, the equity contribution is generally 20% and 25% respectively. Therefore, to arrive at overall requirement of equity and debt, we have assumed an average of 25% equity and 75% debt for overall fund requirement.

8.3.2 Based on the estimation of fund requirement for the period 2022-27 and considering sector-wise equity contribution mentioned in para 8.3.1, it is estimated that developers will be required to infuse equity amount totalling to Rs. 3,63,547 Crores. Further, they will have to arrange for total debt of Rs. 10,90,641 Crores.

8.3.3 Similarly, the equity and debt requirement (excluding fund requirement for advance action for projects during the period beyond 31.03.2032) for the period 2027-2032 have been estimated as Rs. 4,76,602 Crores and Rs. 14,29,805 Crores respectively.

8.3.4 The equity can be arranged from surplus generated from operations, Initial Public Offerings by listing in markets, Follow on Public Issues, convertible debentures and monetization of operational assets. Equity markets investments can be directly from the public and also from Mutual funds, Insurance companies' funds etc. NPS has provision of allowing Equity investment. Similarly, Provident fund also has provision of certain percentage investments in equity to support investments. As solar capacity includes roof top solar capacity, funding would be available from individuals, companies and the community from their savings. As per NITI Aayog estimates, funds availability for power sector from National Monetization Pipeline is estimated to be Rs. 85,032 Crore over 2022-25.

8.3.5 The sources available for debt funding are Scheduled Commercial Banks, financial institutions like Power Finance Corporation (PFC), Rural Electrification Corporation (REC), Life Insurance Corporation (LIC), commercial banks and bonds (domestic as well as overseas), External Commercial Borrowings, foreign currency loan from World Bank, ADB, KfW, EXIM Bank and also Buyer's credit from foreign equipment manufacturers.

8.3.6 In respect of nuclear power generation, Government budgetary support may be required for funding equity requirement for future power projects.

8.3.7 IREDA, as Non-Banking Financial Institution is already engaged in promoting, developing and extending financial assistance for setting up projects relating to new and renewable sources of energy. Further, for financing renewable energy projects under various schemes and supporting technologies like Energy Storage, Green Climate Fund may also be a potential source.

Annexure 8.1

Assumptions for estimating capital cost of power projects (Part-a)

I. Cost /MW considered for assessment of fund requirement for the period 2022-2027

Sl.No.	Project type	Capital cost per MW (Rs. Crores)				
		2022-23	2023-24	2024-25	2025-26	2026-27
1	Coal	8.56	8.79	9.02	9.26	9.51
2	Hydro*	-	-	-	-	-

3	PSP	5.13	5.27	5.41	5.55	5.70
4	Nuclear#	-	-	-	-	-
5	Solar	4.57	4.64	4.71	4.77	4.84
6	Wind	6.16	6.32	6.49	6.66	6.84
7	SHP	6.67	6.85	7.03	7.22	7.41
8	Offshore wind	-	-	-	-	-
9	Biomass	9.24	9.48	9.73	9.99	10.26
10	BESS(4-hour)	7.78	7.32	6.82	6.68	6.53
	BESS(6-hour)	10.68	10.00	9.27	9.06	8.83

II. Cost (Rs Crore) /MW considered for assessment of fund requirement for the period 2027-2032

Sl.No.	Project type	Capital cost per MW (Rs. Crores)				
		2027-28	2028-29	2029-30	2030-31	2031-32
1	Coal	9.76	10.02	10.28	10.55	10.83
2	Hydro*	-	-	-	-	-
3	PSP	5.85	6	6.16	6.33	6.49
4	Nuclear#	-	-	-	-	-
5	Solar	4.91	4.98	5.05	5.19	5.33
6	Wind	7.02	7.21	7.40	7.59	7.79
7	SHP	7.60	7.81	8.01	8.23	8.44
8	Offshore wind	19.41	18.81	18.16	17.46	17.78
9	Biomass	10.53	10.81	11.09	11.39	11.69
10	BESS(4--hour)	6.36	6.18	5.98	6.16	6.34
	BESS(6--hour)	8.57	8.29	7.99	8.22	8.47

*The fund requirement of Hydro projects has been considered based on estimated cost data and actual expenditure incurred.

Fund requirement for Nuclear has been based on estimates provided by NPCIL

Annexure 8.2

Assumptions for estimating capital cost of power projects (Part-b) Phasing of expenditure of generation projects, for the periods 2022-2 and 2027-32

Type of Generation Project	Year 1	Year 2	Year 3	Year 4	Year 5	Year 6	Year 7	Year 8	Year 9	Total
Coal	10%	10%	20%	30%	30%	-	-	-	-	100%
Hydro	20%	25%	25%	20%	10%	-	-	-	-	100%
PSP	20%	25%	25%	20%	10%	-	-	-	-	100%
Solar	80%	20%	-	-	-	-	-	-	-	100%
Wind	60%	40%	-	-	-	-	-	-	-	100%
Offshore wind	50%	50%	-	-	-	-	-	-	-	100%
Biomass	30%	40%	30%	-	-	-	-	-	-	100%
SHP	30%	40%	30%	-	-	-	-	-	-	100%
BESS	100%	-	-	-	-	-	-	-	-	100%
Nuclear\$	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

\$ Phasing of Funds for Nuclear has been considered as per estimates provided by NPCIL

CHAPTER 9 KEY INPUTS FOR POWER SECTOR

9.0. INTRODUCTION

Material and equipment are the backbone of any capital-intensive sector like the power sector. Technological prowess in electricity generation can only be harnessed when support is available from all the contributing agencies. Timely availability of all key inputs - as per the requirement of the individual power projects, is vital for its successful completion and long-term sustenance. These key inputs include availability of major equipment, key materials including the material for construction and equipment as well as availability of various types of transportation facilities. Infrastructural support such as port facility, rail and road connectivity and erection agencies including civil contractors are of equal importance. The requirement and availability of following major key inputs has been examined in the report.

- Requirement of Equipment for Thermal, Hydro, Wind & Solar power plants and other RE sources
- Requirement of Key Materials like Cement, Steel and Aluminium
- Transportation including Railways, Roadways, Ports, Inland Waterways, LNG terminals & Gas pipelines
- Land and Water requirement
- Availability of Construction Machinery
- Availability of materials for solar power generation.

9.1. CAPACITY ADDITION PLAN FOR THE PERIOD 2022-27 AND 2027-32

The Installed Capacity from different energy sources (Thermal- Coal & Gas, Hydro, Nuclear, Renewable – Solar, Wind, Biomass, Small Hydro) in the country at the end of year 2021-22, as considered in the base case of generation planning studies, is given in **Table 9.1**.

Table 9.1

Installed Capacity from different energy sources as on 31.03.2022

S.No.	Source	Capacity (MW)
1	Coal + Lignite	210700
2	Gas	24899
3	Nuclear	6780
4	Hydro (including small Hydro)	46825
6	Solar	53996
7	Wind	40358
8	Pumped Storage	4746
9	Biomass	10682
	Total*	398986

*Excl. 510MW of Diesel based Capacity

Capacity addition plan for 2022-27 & 2027-32, as estimated in the generation planning studies is as given in **Table 9.2**.

Table 9.2

Capacity addition plan for 2022-27[@] & 2027-32

S.No.	Source \ Year	Capacity Addition in 2022-27 (MW)	Capacity Addition in 2027-32 (MW)
1	Solar PV	131,570	179,000
2	Wind Power	32,537	49,000
3	Coal	25,580	25,480
4	Hydro*	10,814	9,982
5	Nuclear	6,300	6,600
6	Pumped Storage	2,700	19,240
7	Biomass	2,318	2,500
8	Gas Power	0	0
	Total (MW)	211,819	291802
	Battery Energy Storage System (MW/MWh)	8,680/34,720	38,564/201,500

*including Small Hydro but excluding hydro imports of 5856 MW

[@]9,306 MW of solar, 1572 MW of Wind, 50MW of Biomass and 208 MW of Hydro (incl. SHP) has already been added during 2022-23 as on 31.12.22.

9.2. REQUIREMENT OF EQUIPMENT

9.2.1. Thermal Power Plants

9.2.1.1. Main Plant Equipment

The thermal power capacity addition expected in next ten years is around 51 GW. Accordingly, approximately 5.1 GW/year is expected to be added. Boiler, Turbine & Generator (BTG) form a major part of the thermal power plant. The overall BTG manufacturing capability in the country has been estimated to be around 22 to 25 GW/year, as shown in **Table 9.3**.

Table 9.3
BTG manufacturing capability in the country

S.No.	Company	Boilers (MW)	Turbine – Generator (MW)
1	BHEL	13500	13500
2	L&T-MHI Power Boiler Pvt Ltd	4000	-
3	L&T MHI Power Turbine Generators Pvt Ltd	-	4000
4	Doosan Power System Pvt Ltd	2200	-
5	GE Power Systems India Pvt Ltd	-	4000
6	Toshiba JSW Power System Pvt Ltd	-	3000
7	Thermax - Babcock & Wilcox	3000	-
Total		22700	24500

Thus, adequate indigenous manufacturing capacity of main plant equipment is available in the country. However, most manufacturers reportedly do not have requisite orders and have expressed concerns on lack of orders.

9.2.1.2. Balance of Plant (BoP) equipment

Following balance of plant equipment are assessed for requirements:

9.2.1.3. Dry Bottom Ash Handling system

In these systems, the bottom ash is air-cooled as it is being removed from the boiler and transported, eliminating the need to use water which leading to substantial saving in water consumption. As this system, does not use any water to handle bottom ash, it boasts the following advantages over conventional hydraulic transport systems:

- lesser environmental impact
- Wider and more effective uses of dry bottom ash
- Lower equipment and running costs

Dry Bottom Ash Handling Systems are currently not being manufactured in the country.

9.2.1.3.1. High Concentration Slurry Disposal (HCSD):

High concentration fly ash slurry is the fly ash disposal system that is followed in many coal-based thermal power plant in India. Efforts to reduce the dilution of the slurry will result in energy conservation as well as water conservation. The main advantages of HCSD system are as given below:

1. Water consumption: high concentration ash slurries use up to 12 times less water than dilute slurries.
2. No or minimal contamination by water leaking to the environment.
3. Pipeline transportation is safe, silent and reliable without ash spills.
4. Pipeline scaling eliminated.
5. High availability, low parts usage, low maintenance.
6. Substantial energy savings to run system.

HCSD systems have not been fully indigenised with major components like slurry pumps being imported.

9.2.1.3.2. Air Cooled Condensers (ACC):

An air-cooled condenser (ACC) is a direct dry cooling system where steam is condensed inside air-cooled finned tubes. Since these kinds of power plants, which are equipped with ACCs, do not require a large volume of cooling water, the power plants can easily be built in a region where water may not be available, or where its use is restricted or expensive.

ACCs are currently the frontrunners in dry cooling technology for thermal power plants. Design for lower rating ACC's with multi row tube arrangement is available in India, while BHEL is making efforts to indigenize the design for higher ratings. Efforts are underway to indigenize the components used in ACC like vacuum pumps, raw material for tube bundles, etc. Approx. 5% to 7% of complete ACC is imported.

Hence, in case of certain specialised Balance of Plant equipment there are still some constraints in their indigenous availability as highlighted above.

9.2.1.3.3. Emission Control Equipment

9.2.1.3.3.1. Flue Gas Desulphurisation (FGD)

In order to meet the new emission norms notified by MoEFCC, thermal power plants need to install FGD to control SO_x emissions. While sufficient FGD system suppliers are present, and most of the components used in manufacturing FGDs are indigenously available, there are still some constraints w.r.t the following components.

- Some special materials are imported
 - C276 clad/sheet
 - Titanium Gr2 clad / sheets
 - Alloy 59, Hastelloy C22, Alloy 31
 - Bromo-butyl rubber lining
 - Borosilicate lining
- Some specialised systems involved in FGD
 - Gypsum Dewatering system
 - Slurry recirculating pumps
 - Agitators
 - Mist Eliminator

Although manufacturing capability of 70 to 80% FGD components is available in India, the balance 20 to 30% of FGD components are being imported from other countries. It is estimated that to create a manufacturing capability of these items in India it would take few years.

9.2.1.3.3.2. Selective Catalytic Reduction (SCR)

In order to meet the NO_x emission standards under the new emission norms notified by MoEFCC, thermal power plants need to either implement combustion modification or install SCRs depending upon the stringency of the norms applicable to a particular unit/plant. While sufficient SCR system suppliers are present, and some of the SCR components can be indigenously sourced, there are still some constraints w.r.t major components like Ferritic Stainless Steels, Titanium Oxide (TiO₂) catalyst etc. As per information collected by the subcommittee, M/s BHEL is augmenting its capacity to manufacture the SCR Catalyst to 4,000 MW/year.

9.2.1.4 Construction Machinery

There is a general consensus that there is no constraint in availability of major construction machinery for power plants. However, contractors usually take on work beyond their capacities and this leads to delay in mobilisation of resources at site. Proper planning of construction schedule and provisioning of resources beforehand can address this problem. The list of major construction equipment required for construction of 660 MW sets is given in **Table 9.4**.

Table 9.4
Major Construction Equipment for 660 MW sets

S.No.	Major Construction Equipment for 660 MW sets
1	Heavy Lift High Reach (HLHR) Crane for Ceiling Girder Erection (600 MT or above capacity)
2	250/270/300 MT Class Crane – 2 Nos.
3	250/270 MT Class Crane
4	135/150 MT Class Crane- 4 Nos.

5	100/120 MT Class Crane - 2 Nos.
6	100/120 MT Class Crane – 2 Nos. Or Tower Crane of 20 MT capacity – 2 Nos.
7	75/80 MT Class Crane – 6 Nos.
8	Induction Heating Machine
9	Strand Jack System

9.2.1.5 Requirement of spare parts and maintenance contracts for existing thermal projects

In the last one decade there has been renewed thrust on renewables and the trend of shift away from fossil fuels to renewables is expected to continue in the coming decades leading to sharp decline in the growth rate of new capacity addition of coal-based power, and gradual movement of OEMs away from manufacturing of thermal capital equipment.

The above situation of spare parts is likely to impact the support for spares and services for coal power plants especially for fast-moving wear parts such as those in Ash Handling Plant (AHP), Coal Handling Plant (CHP) and Coal mills. In the boiler area, the supply of bearings of fans and air-preheaters may be affected. High-grade bearings and boiler tubes may also have limited availability in India. In the Turbine Generator (TG) area, spares for governing system of old generation turbines may impact coal-based generation in the long run.

Therefore, it would be in the interest of the thermal power utilities to anticipate the future spare and maintenance requirements and prepare for reliable operation of their plants accordingly.

9.2.2 Hydro Power Plants

Installation of a Hydro Electric Plant (HEP) involves Hydro-Mechanical, Electro-Mechanical and Civil works. There seem to be sufficient number of companies involved in each of these fields (A list of major suppliers is given in **Annexure-9.1.**). However, it has been noticed that some of the components of the Hydraulic System for Gates of Hydro Power Plants still require full indigenization. Especially the cylinders used in the hydraulic system of the Spillway Gate, Penstock Intake Gate, Silt Excluder Gate and the Power Pack in some cases are being imported from countries like Italy and Germany. Hence, efforts toward indigenization of these components may be accelerated.

While availability of equipment is not the main concern for hydro power development in the country, there are some constraints regarding capability of civil contractors. As civil construction and engineering usually forms a huge part of overall project time and cost of an HEP, this has always remained an area of concern. It has come to the knowledge of the committee that the financial health and competence of Indian civil contractors has eroded over the years due to slow progress on capacity addition of HEPs. This is a sector specific issue and while measures like easing the cash flow to contractors, relaxing qualification requirements etc. are being undertaken, more attention needs to be given to the matter.

In this regard, Ministry of Power's OM on "Measures to Promote Hydro Power Sector" dated 8th March 2019 may be referred (**Annexure A8**).

9.2.3 Wind Power Plants

In India, over 17 wind turbine manufacturers are available with the domestic annual production capacity of around 10,000 MW/year. India has a manufacturing base for most of the major wind components within the country. They supply the components to domestic wind turbine industry and export the components to the global wind turbine market.

The present wind turbine gearbox manufacturing capacity available in the country is more than 6 GW per year which is more than the present annual requirement by wind turbines power plants. Therefore, the present gearbox manufacturing capacity can meet both the existing and future increase in demand, if any. In addition to the main gearbox, the manufacturing capacity for both pitch and yaw drives is also sufficient at more than 10 GW per year. However, at certain instances, the Gear boxes required for wind turbine power plants are also being imported to India due to issues related to Quality, Cost and Delivery lead time. Hence, more focus on quality and cost effectiveness in this area is required. The report on 'Scaling up Domestic Manufacturing of Wind Turbine Components – A Step towards Atmanirbhar Bharat, Sept 2020' prepared by NIWE may be referred in this regard.

9.2.4 Solar Power Plants

India has made significant progress in indigenous manufacturing of solar power project equipment. However, it seems difficult for the manufacturing capacities of major solar equipment to match up to the country's ambitious

solar capacity addition plans. At present the Solar PV Modules manufacturing capacities in India is around 12 GW/year; while for Solar PV Cells, the manufacturing capacity is around 3.0 GW/year and around 5GW/year for solar inverters.

Further, other electrical equipment like String & Central Inverters, Cables, etc. are required for solar PV power plant. While 5 - 6 nos. of String Inverters are required for 1 MW power plant, one central inverter is sufficient for each 2 – 4MW of power plant capacity. Cables required are as follows: String cable, 2800 m/MW, DC Power cable, 3000 m/MW and HV Cable (33kV), 500 m/MW.

9.2.5 Other Renewables

9.2.5.1 Small Hydro

Indigenous capacity for small hydropower equipment manufacturing is in order of 1000 MW annually, since the country has six to seven established manufacturing companies in the field. A list of major manufacturers is given in **Annexure 9.2**. For SHP, most of the raw material is available in India. However, up to 20% components of generators are imported. Control panels and governors are available indigenously.

9.2.5.2 Biomass

All equipment, technology & services supply for these projects can be sourced indigenously.

9.2.6 Availability of Equipment in India - Make in India efforts

Efforts are underway in India to reduce dependence on imports for power plant equipment. At present, many components/systems used in thermal power plants are being imported. Large steam turbine components like High Pressure (HP) and Intermediate Pressure (IP) rotor forgings of 10% Cr Steel are being imported irrespective of weight, while all Low Pressure (LP) Rotors are also being imported. Large diameter Alloy Steel Pipes SA335P22 and Carbon Steel Pipes SA106GRC of thickness greater than 36 mm are being imported. Further, there is no indigenous supplier for Electrohydraulic Actuators for HP/IP turbine valves, Servo Valves for Turbine Control Valves and Generator Terminal Bushing.

Similarly for other sources, there is dependence on import of certain components which are not manufactured in India from certain generator components to special quality steel parts. In case of renewables, there is large import dependency for solar power plants. The country is largely importing solar cells for the manufacturing of solar modules/panels.

Efforts are underway in GoI through Make in India (MII) initiative to reduce import component in power plant equipment. The Government of India has issued Public Procurement (Preference to Make in India) Order 2017 via Department of Industrial Policy and Promotions (DIPP) and revision thereof (time to time) to promote manufacturing and production of goods and services in India with a view to enhance income and employment. In pursuance of the aforesaid orders of DIPP, Ministry of Power issues order time to time wherein the preference shall be given by all public procuring entities to domestically manufactured products used in the Power Sector.

9.3. Requirement of Key Materials

9.3.1. Cement, Steel, Aluminium

The overall requirement of materials (Cement, Structural Steel, Reinforcement Steel, Stainless Steel and Aluminium) in thousand metric tons as per the capacity addition plan for the period 2022-27 is given in **Table 9.5**. It is estimated that approximately 46.0 million metric tons of material would be required for 2022-27.

Table 9.5

Overall requirement of materials (round off values in thousand MT) in 2022-27

S.N o.	Materials (thousand MT)	Coal	Nuclear	Hydro	Solar	Wind	Biomass	Total
1	Cement	4809	1537	12718	2751	3406	1134	26355
2	Structural Steel	2251	718	453	2934	4645	3402	14402
3	Reinforcement Steel	1228	391	1237	-	2168	-	5023
4	Stainless Steel	51	16	-	-	-	-	67
5	Aluminium	13	4	1	-	-	-	18

Similarly based on the perspective plan for the period 2027-32, the material requirement in thousand metric tons is as given in **Table 9.6**. It is estimated that approximately 72.3 million metric tons of material would be required for 2027-32.

Table 9.6

Overall requirement of materials (round off values in thousand MT) in 2027-32

S.No.	Materials (thousandMT)	Coal	Nuclear	Hydro	Solar	Wind	Biomass	Total
1	Cement	4790	1610	27936	4028	5390	1250	45004
2	Structural steel	2242	752	994	4296	7350	3750	19384
3	Reinforcement steel	1223	409	2718	-	3430	-	7780
4	Stainless steel	51	17	-	-	-	-	68
5	Aluminium	13	5	3	-	-	-	20

The following norms (given in **Table 9.7**, **Table 9.8** and **Table 9.9**) have been used to estimate the key materials required for thermal, nuclear, hydro and renewable power projects.

Table 9.7

Norms for estimation of key materials for Thermal projects

S.No.	Materials (Ton/MW)	Thermal	
		Coal/Lignite	Gas
1	Cement	188	60
2	Structural steel	88	29
3	Reinforcement steel	48	24
4	Stainless steel	2	1
5	Aluminum@	0.5	0.5

Table 9.8

Norms for estimation of key materials for Hydro & Nuclear projects

Inputs for Cement and other materials for nuclear projects have been considered at 130% of the requirement of coal-based projects based as considered in NEP-2015.

S.No.	Materials(Ton/MW)	Nuclear	Hydro
1	Cement	244	956
2	Structural steel	114	34
3	Reinforcement steel	62	93
4	Stainless steel	2.6	-
5	Aluminium@	0.7	0.1

Table 9.9

Norms for estimation of key materials for Renewable projects

S.No.	Material (Ton/MW)	Solar Power Plant	Biomass Power Plant	Wind Power Plant	Small Hydro Power Plant*
1	Cement	20 – 25	500	110	160
2	Steel	21 – 27	1500	220	190
3	Aluminum@	-	-	-	-
4	Copper	1 – 1.25	-	-	-

@: Aluminium is only used in transmission lines employed in power evacuation. The same is excluded here as

material usage within power plant boundary has been considered.

*: The figure has been arrived at with the assumption that 30% SHP projects are on canal fall and dam toes which require lesser construction material and 70% SHP projects are in hilly region.

9.3.2. Tubes, Pipes & Thick Boiler Plates for TPS

Table 9.10

Norms for estimation of Tubes, Pipes & Thick Boiler Plates for TPS

Material	For Supercritical Units (in Tons/MW)
Tubes & Pipes	10.62
Thicker Boiler Quality Plates	3.38 / 1.61*

*The value is 3.38 when we consider plates with thickness > 20 mm and the value is 1.61 when we consider plates with thickness > 100 mm as thick boiler plates.

9.3.3. Castings & Forgings for Turbine-Generators (TG) Sets for TPS

Table 9.11

Norms for estimation of Castings and Forgings for TPS

S.No	Equipment	Weight of Casting(MT per set)	Weight of Forging(MT per set)
1.	Turbine (660 MW)	430 – 477	221 – 250
2.	Turbine (800 MW)	380 – 528	220 – 255
3.	Generator	2.5 – 3	102 – 130

9.3.4. Emission Control Equipment for TPS

9.3.4.1. Flue Gas Desulphurisation:

The major requirement (in Metric Tonnes) for a typical FGD system for a 2x500 MW TPS is given in **Table 9.12**. The exact values are dependent on the unit-specific design aspects.

Table 9.12

Major material requirement (MT) for a typical FGD system (2x500 MW)

S. No.	Major Materials	Material Requirement (MT)
i	Cement	25,000
ii	Structural Steel	15,000
iii	Reinforcement steel	5,750 – 6000
iv	Stainless steel & plates	350 – 400
v	Aluminium	50 – 70
vi	Casting and Forgings	200
vii	Casting and Forgings special alloy / Duplex stainless steel	50
viii	Tube & Pipes	600 – 800
ix	BQ Plates	30
x	C276 clad/sheet for absorber	350 – 375
xi	Titanium Gr2 for ducting	300 – 350

Most of the flue gas desulphurisation technology is limestone based. As per the information available with Ministry of Mines, India has limestones reserves of 1,70,749 million tonnes containing more than 38% Cao, and 1640 million tonnes of limestone with CaO content greater than 50%. Production of limestone in the year 2018-19 was 351 million tonnes, with cement industry using almost 95% of the production. Limestone requirement of thermal power sector is expected to increase in the coming years to a peak of around 18 million tonnes when all plants are using FGDs. With existing reserves and production capacity this seems to be an achievable target.

9.3.4.2. Selective Catalytic Reduction (SCR)

Major material requirement of SCR for a 660/800 MW unit in MT/MW is given in **Table 9.13**.

Table 9.13
Major material requirement (MT/MW) of SCR in a typical 660/800 MW plant

S.No.	Items	MT per MW
1	Ferritic Stainless Steel Grade 430	0.280
2	Titanium dioxide (TiO ₂)	0.193
3	Structural Steel	5
4	SA 516 Grade 70	0.3 – 0.5
5	Carbon Steel	1.14 – 1.20

9.3.5. Material requirement for Solar Power Plants

Solar comprises almost 45% of the installed RE capacity. Raw polycrystalline silicon, commonly referred to as polysilicon, is a high-purity form of silicon which serves as an essential material component in the solar photovoltaic (PV) manufacturing industry. It is the primary feedstock material used for the production of solar cells today.

Solar panels are made of tempered glass, also referred to as safety glass/ toughened glass as specific characteristics of tempered glass suitable for the manufacturing of solar PV panels.

With ambitious plans to use renewables, India's requirement for flexibility in power generation and power ramping is expected to increase in the coming years. Batteries, among other types of storage, are ideally suited to meet these rising flexibility needs. Battery storage, coupled with solar PV, can become one of the most cost-effective ways to produce clean reliable power both on-grid and off-grid.

Table 9.14 present the major material requirement of Solar Photovoltaic power plants.

Table 9.14
Material usage estimate* for Solar PV

S No	Item	Attribute	Unit	Quantity
1.	Solar Cell	Monocrystalline/Poly-crystalline	kg/MW	4350
2.	Tempered ARC Glass	Low iron content, high transmissivity, 3.2/2.5/2 mm thickness with Anti reflective coating	m ² /MW	7500
			Ton/MW	60
3.	Frame parts	Anodized Aluminium, Anodization thickness>15 microns, 2 long pieces, 2 short pieces	km/MW	21
4.	Cell Interconnect	Alloy Sn60Pb40, 0.9mm x 0.23mm	km/MW	750

*Assumptions used for estimation: i) For 1 MW AC Solar Power 1.45 MW DC Power is required; ii) Glass is 75% by weight of the module.

Material requirement of Lithium-Ion Battery is given in **Table 9.15**.

Table 9.15
Material usage estimate for Lithium-Ion Battery

S No	Item	Unit	Quantity
1	Cobalt	kg/MWh	176
2	Lithium	kg/MWh	144
3	Nickel	kg/MWh	475
4	Manganese	kg/MWh	166
5	Graphite	kg/MWh	1109

9.4. Transportation

Transport requirements of the power sector

Transport Exigencies in case of Wind Turbines

Accessibility by roadways/ railways to project sites is imperative for effective installation/ commissioning of power plants and their O&M activities. Location of wind power plants in remote location often creates a problem of transportation of heavy, large sized equipment.

One of the primary challenges facing the wind industry is the sheer size and dimensions of wind turbine components that typically require special logistical handling throughout transportation. Once fully constructed, a blade cannot be bent or folded, limiting both the route a truck can take and the radius of turns that it can make, often making elongated routes necessary to avoid urban roadblocks.

While the towers that support wind-turbines extend high into the sky, their width is also a significant factor to consider. Their transportation is often obstructed when the diameter of components is unable to fit under highway overpasses or bridges.

Roadways should be sufficient/ broad enough for the crane movement, transporting the rotor blades of length ranging from 15 m to 70 m by trailers and other heavy construction equipment.

Transportability consideration for Biomass and Small Hydro Power Plants

As both Biomass and Small Hydro based projects are usually small in size & located in remote/rural areas, their requirement regarding transportability is more about the availability of roads rather than the size of roads/ rail network. Motor able roads are most essential for movement of equipment during construction phase and for transport of labour & fuel during the operational phase. Rail network, if available, can provide a low-cost alternative.

Transportability consideration for Solar Power Plants

Road and Rail infrastructure is key essential requirements in facilitation of the Solar PV and solar thermal power plant. It is required for the smooth movement of logistic components, and manpower (for installation and maintenance). Especially the connecting roads till the power plant site is to be established for a damage free movement of the goods

Transportability consideration for Hydro Electric Plants (HEPs)

While availability of roads augments the swift completion of large scale HEPs, the weight and dimensions are the real concerns when it comes to transport consideration of HEPs. From the point of view of cargo transportation, there are several Over-dimensional (ODC) and heavy weight equipment in HEP like the Generator Rotor, Rotor Spider, GSU transformer, Penstock valve, Main Inlet Valve, EOT Crane Girder etc. which need clearances.

9.4.1. Ports

Availability of major & minor ports of the country brings about a significant boost to sea trade. It allows the consumers to transport their equipment & materials to distant locations in a secure and relatively inexpensive manner. India has a coastline of about 7500 km with close to 200+ ports, including 12 major ports. Around 95% of India's trading by volume and 65% by value is done through maritime transport and hence, play vital role in the country's trade and commerce. Total traffic handled at Indian Ports rose from 885 MTPA in 2010-11 to 1300 MTPA in 2019-20. The 12 Major Indian Ports handled nearly 54 per cent of the total cargo in 2019-20, and have witnessed just about 4% CAGR growth in overall cargo traffic over last 5 years.

Major Ports in India

There are 12 major ports in India with a total capacity of around 1500 million tonnes. The port-wise capacity and their utilization is in **Table 9.16**:-

Table 9.16
Capacity of major ports in India

S. No.	PORTS	State	Capacity (MTPA)	Utilisation
1	SMP, Kolkata (KDS)	West Bengal	27.30	63%
1b	SMP, Kolkata(Haldia)	West Bengal	53.45	87%
2	Paradip	Odisha	259.50	43%
3	Visakhapatnam	Andhra Pradesh	126.89	57%
4	Kamarajar	Tamil Nadu	91.1	35%
5	Chennai	Tamil Nadu	134.60	35%
6	VO, Chidambaranar	Tamil Nadu	95	38%
7	Cochin	Kerala	73.67	46%
8	New Mangalore	Karnataka	112.51	35%
9	Mormugao	Goa	62.5	26%
10	Mumbai	Maharashtra	77.85	78%
11	JNPT	Maharashtra	118.3	58%
12	Deendayal	Gujarat	261.1	47%
	TOTAL		1493.77	47%

SMP: Syama Prasad Mukherjee Port | KDS: Kolkata Dock System | HDC: Haldia Dock Complex JNPT: Jawaharlal Nehru Port Trust

Major Ports Authority Bill

The Major Ports Authority (MPA) Bill 2020 was enacted as an Act of the parliament in February, 2021. The new act is expected to usher in an era for enhanced administration of Major Ports in India, wherein, the Major Ports will contribute significantly to the economic growth of the country and provide world-class port infrastructure by adopting Landlord Model of development. Under the bill, the Major Ports shall gain autonomy on many key matters including tariffs, development of port assets, master planning of infrastructure within port limits and powers to make regulations for port operations.

Sagarmala Project

In 2015, the Sagarmala programme was approved with the vision to reduce logistics cost for EXIM and domestic trade with minimal infrastructure investment. Aimed at propagating 'Port-led economic growth, the key pillars of the Sagarmala Programme include Port Modernization & New Port Development, Port Connectivity Enhancement, Port-linked Industrialization, Coastal Community Development and Coastal Shipping and IWT.' Under the Sagarmala Programme, 802 projects at an estimated investment of more than Rs. 5.52 Lac Crore have been identified for implementation up to 2035. Of these, 165 projects (Rs. 86,939 Crore) have been completed and 238 additional projects (Rs. 2.16 Lac Crore) have been awarded and are under implementation.

Pillar wise summary of projects under Sagarmala is given in **Table 9.17**:

Table 9.17
Pillar-wise summary of Sagarmala project

S. No	Project Theme	Total	Completed	Under Implementation
1	Port Modernization	242	74	55
2	Port Connectivity	207	47	80
3	Port Led Industrialization	33	8	22
4	Coastal Community Development	88	18	28
5	Coastal Shipping and IWT	232	18	53
	Total	802	165	238

Coal handled at Indian Ports

Sea route is being extensively used for coal transportation. In the year 2019-20, the major ports across the country handled approx. 144 million tonnes of coal. The port wise break-up for the total coal handled (in thousand tonnes) at major ports in India for the year 2019-20 is given in **Table 9.18**:

Table 9.18
Coal handled at Indian Ports (Thousand tonnes)

Ports	Coal (Thousand tonnes)			
	Thermal Coal	Coking Coal	Other Coal	Total
SMP, Kolkata (KDS)	-	286	614	900
SMP, Kolkata (Haldia)	2359	7680	7532	17571
Paradip	27003	11995	129	39127
Visakhapatnam	821	7552	9749	18122
Kamarajar	19313	953	-	20266
Chennai	-	-	-	0
V.O. Chidambaranar	7190	61	6012	13263
Cochin	-	-	-	0
New Mangalore	-	10	5133	5143
Mormugao	1550	7936	-	9486
Mumbai	2335	-	-	2335
J.N.P.T.	-	-	-	0
Deendayal	16821	1040		17861
TOTAL:	77392	37513	29169	144074

Mechanisation of Ports

Mechanisation of ports is under various stages of implementation by Ministry of Shipping. Mechanisation Status of major ports is given in **Annexure 6**.

9.4.2. Inland Waterways

To promote inland water transport in the country as an economical, environment friendly and supplementary mode of transport to rail and road, 111 inland waterways were declared as national waterways by the National Waterways Act, 2016.

Five national waterways are at advanced stage of development. Their brief status is given below.

- **National Waterway (NW) – 1**

Government is implementing the Jal Marg Vikas Project (JMVP) at an estimated cost of Rs. 5369. 18 cr. for capacity augmentation of navigation on National Waterway -1 (NW- 1) on the Haldia - Varanasi stretch of Ganga-Bhagirathi- Hooghly River System with the technical and financial assistance of the World Bank. The project is scheduled to be completed in 2022-23. Five locations for Ro-Ro terminals have been identified on the waterway.

- **National Waterway (NW) – 2**

The river Brahmaputra having a length of 891 Km between Bangladesh Border and Sadiya was declared as NW- 2 in 1988. The existing infrastructure includes high & low-level jetties at Pandu with railway connectivity, Ro-Ro terminal at Dhubri, 11 floating terminals and Navigational aids. Development has been undertaken with renewed works which include - Cargo I Ro-Ro terminals at Dhubri & Hatsinghimari, Slipway at Pandu.

- **National Waterway (NW) – 3**

West Coast Canal from Kottapuram to Kollam (168 KM) together with Champakara canal (14 Km) and Udyogmandal canal (23 KM) was declared as NW-3 in 1993. The National Waterways Act 2016 included stretch of West Coast Canal from Kottapuram to Kozhikode for a length of 165 km, thereby extending the total length of NW-3 to 370 km. IWAI has constructed nine permanent terminals along the waterway.

- **National Waterway (NW) – 4**

NW-4 was declared in 2008 for the length of 1,078 km comprising of the Kakinada- Puducherry stretch of canals and the Kaluvelly Tank, Bhadrachalam Rajahmundry stretch of river Godavari and Wazirabad Vijayawada stretch of river Krishna in Andhra Pradesh & Tamil Nadu. With the notification of the National Waterways Act 2016, the total length of NW-4 got extended to 2,890 km.

• **National Waterway (NW) – 5**

NW-5 will provide connectivity between Paradip/ Dhamra Ports and Kalinganagar Industrial cluster (Pankapal) in Phase I and Mahanadi Coal Field Ltd. (Talcher) in Phase 2.

Out of the remaining 106 national waterways, 23 have been found to be suitable for cargo transportation. Out of the 23 waterways identified for cargo movement, the development activity on the following eight waterways has started.

- i. River Barak (NW-16) in Assam
- ii. River Gandak (NW-37) in Bihar
- iii. Cumberjua (NW-27) in Goa
- iv. Mandovi (NW-68) in Goa
- v. Zuari (NW-111) in Goa
- vi. Alappuzha-Kottayam-Athirampuzha Canal (NW-9) in Kerala
- vii. River Rupnarayan (NW-86) in West Bengal
- viii. Sunderbans (NW-97) in West Bengal

Coal handled by Inland Waterways

The amount of coal being handled by NWs has been increasing at an annualised CAGR of about 17%. The details of transportation of coal (thousand MT) on NWs for FY2018-19, FY 2019-20 and FY 2020-21 (till January 2021) are given in **Table 9.19**: -

Table 9.19
Coal handled by Inland Waterways (thousand metric tonnes) FY 2018-19

S.No.	National Waterways No.	Total Export	Total Import	Grand Total
1	NW – 10 (Amba River)	155	7997	8152
2	NW-68 (Mandovi River)	-	36	36
3	NW -83 (Rajpuri Creek)	-	37	37
4	NW -85 (Revadanda Creek-Kundalika River System)	-	1060	1060
5	NW – 91(Shastri River-Jaigad Creek System)	161	1474	1635
6	NW-100 (Tapi River)	-	7991	7991
7	NW-111 (Zuari River)	-	51	51
Total (FY 2018-19)				18962

FY 2019-20

S.No.	National Waterways No.	Total Export	Total Import	Grand Total
1	NW-10 (Amba River)	-	11043	11043
2	NW-68 (Mandovi River)	-	402	402
3	NW-85 (Revadanda Creek-Kundalika River System)	-	1188	1188
4	NW-91(Shastri River- Jaigad Creek System)	103	-	103
5	NW -100 (Tapi River)	-	9016	9016
Total (FY 2019-20)				21752

FY 2020-21

S.No.	National Waterways No.	Total Export	Total Import	Grand Total
1	NW-1 (Ganga-Bhagirathi-Hooghly River System)	1586	293	1879
2	NW-2(Brahmaputra River)	-	2	2
3	NW-10 (Amba River)	-	8636	8636
4	NW -68 (Mandovi River)	-	3	3
5	NW -85 (Revadanda Creek –Kundalika River System)	-	420	420
6	NW-91(Shastri River-Jaigad Creek System)	4940	4112	9052
7	NW-100 (Tapi River)	4669	1153	5822
8	NW -111(Zuari River)	-	262	262
Total (FY 2020-21)				26076

9.4.3. Rail Transportation

Indian Railways play a crucial role in development of power sector in India. India's railway network is the 4th largest in the world totaling to more than 70,000 km. Apart from enabling transportation of fuel (coal, lignite etc.) from the mines to the power plants, railways also provide an alternative route for transportation of heavy equipment over long distances.

Dedicated Freight Corridor

The Dedicated Freight Corridor (DFC) is the most ambitious and biggest ever infrastructure project in the Railways. DFC project is aimed at providing better transportability to Railway's freight customers. Under DFC, separate high-speed railway lines have been laid over selected routes having high freight traffic.

DFC is aimed to be constructed along the golden quadrilateral routes. The golden quadrilateral route is only 16% of the total length of IR but caters to 52% of passengers and 58% of the freight traffic. The Construction of DFC is in advanced stage. While both Eastern and Western DFCs are targeted to be completed by June 2022, the work for preparation of DPRs for the East Coast, North-South & East-West sub-corridors is underway.

The following DFC corridors are under implementation.

- 1) The Eastern DFC (1856 kms): Ludhiana (Punjab) – Dankuni (West Bengal).
- 2) The Western DFC (1506 kms): New Mumbai (Maharashtra) – Dadri (UP). Detailed Project Report

(DPR) for the following corridors is under preparation.

- 1) East Coast corridor: Kharagpur – Vijayawada
- 2) East-West sub-corridors:
 - (i) Bhusaval – Wardhan – Nagpur – Rajkharswan – Kharagpur – Uluberia – Dankuni
 - (ii) Rajkharswan – Kalipahari – Andal
- 3) North – South sub-corridor: Vijayawada – Nagpur – Itarsi

DFC will offer higher transport output in the country with reduced transit time & cost.

Rail Connectivity of Major Ports

Availability of railways near ports enables last mile connectivity for transport of cargo. A number of projects have been undertaken by MoR with private participation, for enhancing the rail connectivity of ports as given in **Table 9.20**.

Table 9.20
Projects undertaken by MoR with private participation for rail connectivity of ports

S.	Project name	State	Implementing Agency - SPV	Kms	Completion	Participating agencies
1	Surendernagar Pipavav (GC)	Guj.	Pipavav Rail Corp Ltd (PRCL)	271	2003	MoR, GPPL, IL&FS, GIC, NIA
2	Hassan Mangalore (GC)	Kar.	Hassan Mangalore Rail Development Corp Ltd (HMRDC)	183	2006	MoR, GoK, KRIDE, New Mangalore port trust, MEL
3	Bharauch Dahej (GC)	Guj.	Bharuch Dahej Rail Co Ltd (BDRCL)	63	2012	RVNL, GMB, Dahej SEZ Ltd, GNFC, AdaniPetronetDahej Port, Hindalco, Jindal Rail Infrastructure, GIDC
4	Krishnapatnam -Venkatachalam – Obulavaripalle (NL)	A.P.	Krishnapatnam Rail Co Ltd (KRCL)	113	July 2019	RVNL, Sagarmala Development Corp Ltd, Krishnapatnam Port Company Ltd, Govt. of A. P, NMDC Ltd, Brahamani Industries
5	Haridaspur Paradip (1996-97) (NL)	Odisha	HaridaspurParadip Railway Co Ltd (HPRCL)	82	Aug 2020	RVNL, GoO, Paradip Port Trus, Essel Mining, JSPL, Rungta Mines Ltd, OMC, MSPL, SAIL, IDCO

Apart from these, currently other railway projects are under implementation by MoR which are significant from coal evacuation point of view.

- 1) A total of 14 projects which are jointly monitored by Ministry of Railways and Ministry of Coal are given in **Annexure 3**.
- 2) There are 51 projects which have been prioritised by Chairman & CEO, Railway Board (CRB) are given in **Annexure 4**.

It is recommended that Capacity augmentation may be explored for the following.

- East Central Railway (ECL) to East Coast Railway (ECoR) - Railway traffic congestion in coal rake movement has been observed in the route ECL to ECoR due to simultaneous coal rake movement towards ports and rake movement in the coal-based power plants under ECoR and in the southern states of the country.
- In the Jabalpur division capacity augmentation may be explored in view of Railway traffic congestion observed in the route for movement of the rakes.

9.4.4. Road Transportation

India has an extensive road network of 1,34,381kms of national highways. Further 14,382kms are under construction at different phases of execution.

Bharatmala Project

In 1998, the Government of India announced the National Highways Development Project (NHDP) comprising of the Golden Quadrilateral and other projects in Phase-I, and North South & East West Corridors in Phase II. The Government of India has entrusted NHAI the responsibility of implementing a greatly expanded National Highways Development Project (adding Phase III to VII) with an investment of about Rs. 2,20,000 Crore. Subsequently, balance works of various phases of balance NHDP has been subsumed under “Bharatmala Pariyojana” Phase-I which includes, developing the road connectivity to Border areas, development of Coastal roads including road connectivity for Non-Major ports, improvement in the efficiency of National Corridors, development of Economic Corridors, Inter Corridors and Feeder Routes along with integration with Sagarmala under proposed Bharatmala Pariyojana.

ODC Movement

ODC movement has been highlighted as a major constraint in the last NEP. A cargo may be over dimensional (ODC) depending on any of its dimensions including length, breadth and height while a cargo with extra weight is classified as Over Weight Cargo (OWC).

MoRTH has institutionalised an online application system in January 2015 for obtaining permission for cargo movement by the transporters. There is a system of online approval and quick fee payment after the details are entered by the transporter. However, at present the system is able to grant the permission online for cargo less than 169 Tons. If the cargo weight is more than 169 Tons or certain distressed bridges are involved, the approval of concerned RO is required through the offline route. It is understood that on completion of Indian Bridge Management System (IBMS), which is under development, the process of online approvals could be expanded. Some necessary conditions for the movement of ODC/OWC as shared by MoRTH are mentioned in **Annexure 5**.

Road Connectivity of Major Ports

Availability of roads near ports provide last mile connectivity to the sea cargo being transported onto land. All the major ports in the country are connected by at least one national highway. List of National Highways near Ports are as given in **Table 9.21**.

Table 9.21
List of National Highways near Ports

S. No.	PORTS	State	NH near Port
1	SMP, Kolkata (KDS + HDC)	West Bengal	12, 115
2	Paradip	Odisha	53
3	Visakhapatnam	Andhra Pradesh	16
4	Kamarajar	Tamil Nadu	16
5	Chennai	Tamil Nadu	716, 32, 48
6	VO Chidambaranar	Tamil Nadu	38, 138
7	Cochin	Kerala	966A, 966B, 66
8	New Mangalore	Karnataka	66
9	Mormugao	Goa	366
10	Mumbai	Maharashtra	48
11	JNPT	Maharashtra	348, 348A
12	Deendayal	Gujarat	141

9.0.1. Natural Gas: LNG Regasification & Gas Pipelines LNG Regasification

At present the country is having six (6) operational LNG re-gasification terminals operational with capacity to the tune of 42.5 MMTPA. In CY 2020, total imports in India were around 26.4 MMTPA, as per IHS market. Accordingly, average utilization (considering nameplate capacity) of LNG terminals in India is 62%. Further, LNG terminal wise utilization is as given in **Table 9.22**:

Table 9.22
Capacity of RLNG terminals in India

S.No	Location	Owner/operator	Capacity (MMTPA)	Capacity Utilization in CY 2020
1	Dahej (Gujarat)	PLL	17.5	93%
2	Hazira (Gujarat)	SHELL	5	96%
3	Kochi (Kerala)	PLL	5	18%
4	Dhabol (Maharashtra)*	GAIL (KLPL)	5	35%
5	Mundra (Gujarat)	GSPC LNG Ltd	5	11%
6	Ennore (Tamil Nadu)	IOCL	5	43%
	Total Capacity (MMTPA)		42.5	62%

*the name plate capacity is 5 MMTPA but in absence of the break-water, the terminal can only operate at 1.7 MMTPA

Data from Annual reports of PLL & IOCL 2019-20, LNG Market Data Sheet: India by IHS Market.

Gas Pipelines

Efficient operation of gas pipelines is important for successful running of Gas based thermal power plants. In recent past, gas power plants have been running at low PLF of around 23%. However, the low PLF is not due to lack of gas pipeline infrastructure, but due to unavailability of cheap sources of natural gas. At present, around 18,161 Km long pipeline is under operation in the country of which 13,560 km is operated by GAIL. Capacity Utilization of Gas Pipelines of GAIL varies from pipeline to pipeline. Average pipeline capacity utilization for GAIL network during FY 2020-21 is around 47%.

For further capacity strengthening, around 16,200 km long pipeline network is under construction of which 6,000 kms of pipeline is being executed by GAIL. Efforts are underway to complete the gas grid in time bound manner. State-wise details of existing & under construction gas pipeline are given in **Annexure – 7**

GAIL has connected various power plants with its pipelines across the country. However, due to reasons like non-availability of low-priced gas many gas power plants are stranded / underutilized. Total gas consumed by the gas-based power stations in the country in the year 2019-20 was 30 MMSCMD at a PLF of approx. 23% by an installed capacity of approx. 24 GW.

As per PNGRB regulations, 25% of the pipeline capacity is required to be offered on common carrier basis i.e. for capacity for a period of less than one year. The details of available common carrier capacity in various GAIL pipelines is available on GAIL website. Any Shipper including power plants desirous of booking common carrier capacity in GAIL's pipeline can access the open access portal of GAIL. In case of capacity booking requirement with term exceeding one year, the same is undertaken at mutually agreed terms between shipper and transporter.

Status of International pipelines of India

GAIL under the aegis of Government of India has been pursuing the TAPI pipeline project. In this regard, two Govt. level agreements (Inter Governmental Agreement and Gas Pipeline Framework Agreement) have been signed. The FEED studies of the pipeline, survey field works and land acquisition planning have been completed. TPCL (TAPI Pipeline Company Ltd, incorporated in November 2014) has also signed bilateral Pleads of Terms of the Host Government Agreements with Governments of Afghanistan and Pakistan. Typically, such international pipelines take lot of time in fructification.

9.5. Land and Water requirement

9.5.1. Land

The land required for development of a power plant varies with the type of technology used, site geography, size of power plant, location, topology and several other factors. However, for a typical power plant in each technology the following estimates as given in **Table 9.23** have been considered.

Table 9.23
Land requirement for different technologies

S.No.	Source Type	Land Requirement (Acre/MW)		
		Lower Estimate	Upper Estimate	Median Estimate
1	Thermal ⁺	0.67	1.09	0.88
2	Nuclear [^]	0.20	0.66	0.60
3	Hydro	0.50	10.00	5.00
4	Solar	3.90	4.10	4.00
5	Wind	1.50	2.00	1.75
6	Biomass [*]	5.00	7.00	6.00
7	Small Hydro [#]	1.00	2.47	1.60

+ For pithead plants ^lower estimate for coastal plants *includes area for fuel storage #varies with whether project is on canal fall/dam toe/hill; excludes area for transmission development

Note: 1 sq. km = 247 acre 1 hectare = 2.47 acre 1 acre = 4047 sq. m

Variation in land requirement is especially high in case of hydroelectric plants, because of the following features that leads to large variations in the design of the plant.

- a) The amount of Submergence involved.
- b) Surface/ Underground Structures involved.
- c) Spread / Concentrated (Dam-Toe) Scheme.
- d) Resettlement and Rehabilitation involved and Compensatory Afforestation (in lieu of Forest Land) involved.

Land Acquisition Issues

Land acquisition has been conventionally fraught with several challenges, which continue to affect major development projects in the country. The major issues regarding land acquisition for power plants are as follows:

- Lack of proper land records,
- Lack of clarity about the status of occupiers/ encroachers on Govt. land/ Forest Land leading to issues related to compensation
- Right of User (ROU) for Pipelines, Right of Way (ROW) for Transmission lines sometimes face resistance from local people with demands for higher compensation.
- MOEF&CC clearance.
- Wide variation from State to State in cost implications (land premium, cess, lease rent).
- Rehabilitation & Resettlement of the Project Affected Families (PAFs).

Land considerations for Solar Power plants

Land is the most important resource, after Solar Irradiation, for Solar power plant. Due to the advent of high wattage PV modules (450Wp and above) the Land requirement has come down by minimum 20% and has reduced from more than 5 Acre/MW to 4 Acre/MW usable land for large ground mounted Solar PV Power Plants.

However, there are issues pertaining to the availability of land and to the legal issues of land transfer. As of now primarily waste land, arid land and land in the remotest regions of the country with good solar radiation is being utilised for installing large ground mounted solar power plants. Going forward other avenues such as floating, roof-top, & canal-top solar etc. for installing solar PV Modules need to be explored.

Floating Solar PV (FSPV) project comprises solar modules on floating platform which are, anchored or moored and placed on top of the water surface. Floating solar can be deployed on various types of water bodies including industrial water ponds, irrigation or drinking water reservoirs, abandoned quarry lakes, aquaculture ponds, canals, and dams.

Floating Solar PV offers other benefits apart from saving in land-

- i. The cooling effect of water on the installed PV modules helps to reduce thermal losses which increases the efficiency of panels. Plant operators claim higher efficiencies in the range of 5-16% from floating solar power plants compared to land based PV plants.
- ii. While land disputes including multiple owners are much prevalent, it is expected that the water bodies shall have no problem on these accounts. Also, the water evaporation losses tend to be less by as much as 40% and therefore very useful for water stressed areas.

Solar plants installed on rooftops of institution, universities, housing societies and commercial building and canal tops can be utilized at the distribution level.

Water

Water is consumed in power generation from thermal power plant mainly on account of cooling purposes.

Over the years, considerable technology improvements have been made, to reduce water consumption in the stations. The consumptive water requirement which used to be about 7m³/MWh in the past, been optimized by various technological interventions & water conservation practices, and has been brought down to 3.0 m³/ MWh in present day stations.

As per the new environmental Regulations issued by MOEF&CC in Dec-2015, all new stations to be installed after 1st January, 2017, shall be required to meet specific water consumption up to maximum of 3.0 m³/ MWh without FGD. These norms are, however, not applicable to the Thermal Power Plants using sea water.

Since, the availability of water is going to be a concern in operation of thermal power projects in the future, efforts need to be made to access the feasibility of adopting air cooled condensers, especially in areas with shortage of water.

Solar

In PV power plants, water is required mainly to clean the modules. The estimated water requirements per MW is 3,000 Litres, for one cleaning cycle. In general, cleaning frequency is 2 times in a month. Thus, water requirement for 1MW plant is ~ 6000 Litres/ month. The water usage varies with respect to the soiling conditions (location dependent), PV module size, frequency of cleaning of PV modules, and cleaning method. Currently, India doesn't have specified norms/ standards to limit the usage of water in solar power plants. However, for modern solar power plants, the PV industry is moving towards dry cleaning with robots thus reducing the water requirement drastically.

9.6. Conclusions & Recommendations

- a. With the thrust of Government on clean energy (Renewable Energies Sources), the conventional fossil-based power plants have to play supporting role. Despite the above development, thermal power plants will continue to play a stabilising role in the electricity grid. Being the oldest and most widely adopted technology, there are little infrastructural challenges in thermal power development. However, for compliance of new environment norms suppliers should continue to explore indigenous sources/alternatives for required materials.
- b. In case of hydro power plants, while equipment availability is not a constraint, there is dearth of competent and resourceful civil contractors in the country to execute the Major Works of hydro power plants. Many of the available Civil Contractors that have wide experience in execution of Hydro Projects are facing a financial crunch. This and other systemic challenges in hydro power (e.g. geological surprises, R&R etc.) need urgent redressal, if hydro-sector has to keep pace with other technologies.
- c. For timely execution of the hydro power projects, it is recommended that the requirement of the construction agencies may be suitably included in the Detailed Project Report (DPR). Further, regarding the difference in estimated material requirement in the initial DPR and that during the actual project execution of hydro power projects, a study may be conducted by relevant agencies in order to reduce this gap.
- d. As brought out in the capacity addition plan, most of the capacity addition is expected to happen in the renewable energy sector. The capacity addition in fossil-based generation is small in comparison to the Renewable Energy Sources. Further, whatever small capacity addition is expected to happen in coal, it is expected to take place in existing TPP hotspot areas. Hence, the infrastructure development for renewable energy projects shall be given due importance in coming years.
- e. In case of thermal power projects, while the BTG equipment market is fully developed, there are new challenges in terms of full indigenisation of FGD and SCR. Further, special emphasis may be given on indigenous development of Dry Bottom Ash Handling system, High Concentration Slurry Disposal (HCSD) pumps and Air-Cooled Condensers (ACC). ACC becomes increasingly important as the country tries to reduce the water consumption of its thermal power plants.
- f. In recent years, Solar PV deployment has been stepped up in a big way. The trend is expected to continue. However, the country is highly dependent on imported solar cells and wafers for keeping pace with the solar capacity addition targets. More focus shall be given on increasing the production capacity of Indian solar equipment manufacturers.
- g. Transportability is a major concern for wind power projects as the main components (Blade, tower etc) are usually over-dimensional. Adding to the difficulty is the usual remote location of wind power plant sites. Improving last mile connectivity via road and highway development near probable high wind sites can accelerate the pace of wind power capacity addition. Extending the functionality of online over

dimensional (ODC)/Over Weight Cargo (OWC) portal would assist in faster movement of all heavy equipment.

- h. Government of India has given special push towards improving transportability of commercial cargo, equipment and materials across sectors. The Bharatmala Pariyojana aims to be the subsequent achievement in road transportation after the Golden Quadrilateral. Similarly, the progress towards developing Dedicated Freight Corridors (DFCs) by the Indian Railways is expected to be a big boost to faster & more economical transportation across long distances.
- i. While all 12 major ports are well connected through national highways, effort are underway to extend similar connectivity to over 200 minor ports along the Indian coast. This along with several other initiative like port mechanisation are encapsulated in the Sagarmala Pariyojana of GoI. Identification of 111 National Waterways by GoI shows the potential of this growing mode of transport.
- j. Gas power plants work on an established conventional technology and are more flexible than coal/ lignite/ nuclear power plants. In this regard, commercial and regulatory bottlenecks in enhancing consumption of natural gas in power sector be taken care of to help gas-based power act as balancing power, together with renewables-based power. Use of combination of domestic gas, imported LNG and APM/Non-APM gas may be examined for optimum pricing of power produced.
- k. Large scale land is required for construction of thermal, nuclear, hydro and renewable power plants. Land acquisition continues to be fraught with challenges. While rehabilitation & resettlement is a major issue for hydro power plants, availability of land records for remote locations and issues like Right of Way & Right of Use need to be resolved in amicable manner.
- l. Water is becoming an increasingly scarce resource. Water usage is comparatively higher in thermal power plants as compared to other sources. Efforts towards adoption of low water use technologies like ACC, HCSD, Dry Bottom Ash systems need to be envisaged. Similarly, in view of the large-scale capacity addition in solar PV, innovations methods like dry-cleaning/ robotic cleaning of panels/modules need to be encouraged with the objective of reducing the water usage.

Annexure 1**a) Availability/List of Contractors for construction of Hydropower Projects**

(i) LIST OF CIVIL CONTRACTORS	
Sr. No.	NAME AND ADDRESS OF THE CIVIL CONTRACTORS
1.	M/s AFCONS Infrastructure Limited Afcons House, 16, Shah Industrial State, Andheri (W) Mumbai - 400053
2.	M/s Larsen & Toubro Limited, Regional Office- SSR Corporate Park 6 th Floor, 13/6 Delhi Mathura Road, Near NHPC Chowk, Faridabad-121003, Haryana
3.	M/s Patel Engineering Ltd. Patel Estate Road, Jogeshwari (West), Mumbai-400 102
4.	M/s Jaiprakash Associates Ltd. Sector – 128, Noida-201304 Uttar Pradesh
5.	M/s Hindustan Construction Company Ltd (M/s HCC Ltd.) Hincon House, 11 th Floor, 247 Park, Lal Bahadur Shastri Marg, Vikhroli (West), Mumbai-400083
6.	M/s Gammon Engineers and Contractors Pvt. Ltd. (M/s GECPL Gammon House, Veer Savarkar Marg, Prabhadevi, Mumbai- 400025
7.	M/s SOMA Enterprises 2, Avenue-4, Banjara Hills, Hyderabad-500034
8.	M/s Simplex Infrastructures Limited 502/A, "A" Wing, 5th Floor, Poonam Chambers, Dr. Annie Besant Road, Worli, Mumbai-400 018
9.	M/s. Samsung C&T Corporation, 18F, Block C, Building No. 5 (Cyber Terraces) Cyber City, DLF, Phase –III, Gurgaon-122002, Haryana
10.	M/s TATA Projects Ltd. Urban Infrastructure, Tata Projects Limited The Corenthum, Tower B, 3rd Floor, A-41, Sector -62, Noida - 201309

11.	M/s Coastal Projects Ltd. A-102, Sector-65 Noida-201307 (U.P) India
(ii) LIST OF CONTRACTORS FOR HYDRO-MECHANICAL WORKS	
Sr. No.	NAME AND ADDRESS OF THE CONTRACTORS
1.	M/s Texmaco Ltd 508, Surya Kiran Building, 19, Kasturba Gandhi Marg, New Delhi-110001
2.	M/s P.E.S. Engineers Private Ltd. 1st Floor, Pancorn Chambers 6-3-1090/1/A, Raj Bhawan Road, Somajiguda, Hyderabad
3.	M/s Om Metals Infraprojects Ltd., NBCC Plaza Tower-III, 4th Floor, Sector-5, Pusp Vihar Saket New Delhi-110017
4.	GMW PVT Ltd 885, G.I.D.C Industrial Estate, Makarpura, Vadodara-390010 Gujrat, India
5.	Andritz Hydro Andritz Hydro Private Limited 602, Eros corporate Tower Nehru Place, New Delhi
6.	M/s Precision Technofab Ltd 7/C-D, "Suryarath", Panchwati, Ellisbridge, Ahmedabad-380006, Gujarat, India.
7.	M/s ATB RIVA CALZONI India Pvt. Ltd. 404, 4th Floor, Suncity Bussiness Tower Golf Course Road Gurugram Haryana- 122002
(iii) LIST OF CONTRACTORS FOR ELECTRO-MECHANICAL WORKS	
1.	M/s Bharat Heavy Electricals Limited
2.	M/s GE Power India Limited, (formerly Alstom India Limited)
3.	M/s Andritz Hydro Pvt. Limited
4.	M/s Voith Hydro Pvt. Limited
5.	M/s Toshiba India Pvt Limited
6.	M/s ABB Pvt Limited
7.	M/s Hitachi Pvt Limited

Annexure 2**List of major suppliers for small hydro power plants in India.****Turbine**

1. M/s Voith Hydro
2. M/s Andritz Hydro
3. M/s GE Renewable
4. M/s Kirloskar Brothers Ltd.
5. M/s Flovel Energy Pvt. Ltd.
6. M/s Mecamidi HPP
7. M/s Jyoti Ltd.

Generator

1. M/s Jyoti Ltd.
2. M/s Kirloskar Brothers Ltd.
3. M/s WEG
4. M/s Crompton Greaves
5. M/s Andritz Hydro
6. M/s Schneider Electric

Annexure 3

The list of 14 projects which are jointly monitored by Ministry of Railways and Ministry of Coal:-

Projects funded on 'Deposit basis' by Coal Companies :-

- (1) Tori-Shivpur Railway Line (44.37 km) in Jharkhand
- (2) Doubling of Jharsuguda-Barpali-Sardega Rail Link (42.00 Km) at Ib Valley Coalfield of MCL in Odisha
- (3) Rail Connectivity of Lingaraj SILO with existing Deulbeda Siding at Talcher Coalfield of MCL in Odisha (4.8 Km.) and
- (4) Railway line from Bhadrachalam to Sattupalli (56.37 Km).

Projects funded through Special Purpose Vehicles (SPVs):-

- (5) Shivpur-Kathautia Railway Line (47.7 Km through SPV by IRCON)
- (6) East Corridor : Korichapar-Dharamjaigarh (74 km through SPV by IRCON)
- (7) East-West Corridor : Gevra Rd - Pendra Rd (135 km through SPV by IRCON) and
- (8) Angul-Balram Rail Link as part of Inner Corridor (14.22 km) through Mahanadi Coal Railway Limited (MCRL).

Projects funded by Railways:-

- (9) Doubling from Singrauli to Shaktinagar via Karaila Road (45 Km)
- (10) Doubling of Singrauli to Mahadiya and Mahadiya to Katni (260 Km by IRCON)
- (11) Third line between Barkakana-Barwadih-Garhwa Road - Son Nagar (291 Km by RVNL)
- (12) Third and Fourth line between Jharsuguda to Bilaspur (206 Km)
- (13) DFC-Dadri to Sonenagar & Extension upto Koderma by DFCCIL and
- (14) Third and Fourth Lines from Talcher to Budhapank (10km) & Third and Fourth Line from Budhapank to Rajathgarh (124 km).

Annexure 4

51 COAL PROJECTS IDENTIFIED BY CEO

No.	Rly	Name of Project	PH	Project falling in State (s)	Priority	Length (Km)	Length Commissioned so far (km)	Progress	TDC
1	ER	Hansdiha-Godda New Line	NL	Jharkhand		32	15	Phy -85%, Fin - 74%	20-Sep
2	SECR	Kharsia-Gharghoda-Korichapar-Dharamjaygarh New Line	NL	Chhattisgarh		122	43	Phy -78%, Fin - 73%	21-Dec
3	ECR	Koderma-Ranchi, New Line	NL	Jharkhand		202	175	Phy -90%, Fin - 85%	22-Mar
4	ECOST	Angul to Sukinda Road, New Line	NL	Odisha		104	-	Phy -50%, Fin - 47%	22-Jun
5	ECR	Koderma-Tilaiya, New Line	NL	Bihar, Jharkhand		65	25	Phy -65%, Fin - 40%	22-Mar
6	SCR	Bhadrachalam Road-Sattupalli, New Line	NL	Telangana		56	-	Phy -50%, Fin - 42%	21-Jun
7	WCR	Jabalpur-Gondia, Gauge Conversion	GC	Maharashtra, MP		300	261	Phy -90%, Fin - 85%	21-Apr
8	SR	Tiruchchirappalli-Nagore, Gauge Conversion	GC	Tamilnadu		221	155	Phy -70%, Fin - 70%	24-Mar
9	NCR	Naini and Chheoki, 3 rd line	DL	UP	C	2	-	Phy -70%, Fin - 65%	20-Dec
10	SECR	Champa-Jharsuguda 3rd line	DL	Chhattisgarh, Odisha	SC	152	139	Phy -93%, Fin - 89%	20-Nov
11	SER	Damodar-Mohisila, doubling	DL	WB		8	-	Phy -65%, Fin - 41%	20-Dec
12	SECR	Pendra Road-Anuppur 3rd line	DL	MP, Chhattisgarh	C	50	-	Phy -83%, Fin - 84%	21-Mar
13	WCR	Bhopal (Habibganj)-Bina 3rd line	DL	MP		145	141	Phy -99%, Fin - 99%	21-Mar
14	ECOST	Khurda Road-Barang 3rd line	DL	Odisha	SC	32	26	Phy -85%, Fin - 80%	21-Mar
15	SR	Omair-Mettur Dam, doubling	DL	Tamilnadu	SC	29	-	Phy -75%, Fin - 90%	20-Nov
16	SR	Salem-Magnesite In-Omair, doubling	DL	Tamilnadu		11	-	Phy -10%, Fin - 7%	24-Mar
17	SER	Bondamunda-Rourkela 4th line	DL	Odisha		9	-	Phy -35%, Fin - 35%	21-Jun
18	WCR	Powerkheda-Juhalpur flyover	Fly over	MP	SC	16	-	Phy -20%, Fin - 53%	21-Dec
19	ECOST	Sambalpur - Talcher, doubling	DL	Odisha	SC	168	62	Phy -67%, Fin - 60%	21-Dec
20	SECR	Khodri-Anuppur with flyover at Bilaspur	DL	Chhattisgarh, MP	SC	72	62	Phy -85%, Fin - 61%	22-Feb
21	ECR	Kiul-Gaya, doubling	DL	Bihar		124	19	Phy -52%, Fin - 51%	23-Mar
22	SECR, ECR	Raipur-Titlagarh, doubling	DL	Chhattisgarh, Odisha	SC	203	149	Phy -80%, Fin - 99%	21-Dec
23	SER	Bondamunda-Ranchi (Hatia), doubling	DL	Odisha, Jharkhand		159	-	Phy -31%, Fin - 28%	22-Apr
24	SER	Ranchi Road-Patratu patch doubling	DL	Jharkhand		31	8	Phy -50%, Fin - 45%	22-Mar
25	SER	Talgaria-Bokaro, doubling	DL	Jharkhand		32	-	Phy -2%, Fin - 1%	21-Dec
26	NCR	Jhansi-Bina 3rd line	DL	MP, UP		153	-	Phy -35%, Fin - 34%	24-Mar

Rly	Name of Project	PH	Project falling in State (s)	Priority	Length (Km)	Length Commissioned so far (km.)	Progress	TOC
27	WCR Bina-Kota, doubling	DL	MP, Rajasthan	DL	76.4	96	Phy - 60%, Fin - 70%	21-Dec
28	ER Nimtita-New Farakka (25.42 km), doubling	DL	WB	C	25	10	Phy - 72%, Fin - 50%	22-Dec
29	NCR Ruma-Chakeri-Chandari, 3rd line	DL	UP	C	13	-	Phy - 1%, Fin - 0%	23-Mar
30	NCR Chipiyana- Buzurg to Dadri, 4th line	DL	UP	C	12	-	Phy - 2%, Fin - 0%	23-Mar
31	ECOST Sambalpur-Titlagarh, doubling	DL	Odisha	SC	182	106	Phy - 70%, Fin - 69%	21-Dec
32	ECR Jarandih-Danea Doubling	DL	Jharkhand	C	29.2	7	Phy - 65%, Fin - 98%	22-Mar
33	ECR Karaila Road- Shaktinagar, doubling	DL	UP, MP	C	32	-	Phy - 35%, Fin - 28%	23-Mar
34	SER Rourkela-Jharsuguda 3rd line	DL	Odisha	C	101	-	Phy - 53%, Fin - 53%	21-Dec
35	WCR Grade separator/ bypass at Katni	by-pass	MP	C	35	-	Phy - 2%, Fin - 9%	23-Mar
36	ECR Ramna-Singrauli, doubling	DL	MP, UP, Jharkhand	C	160	7	Phy - 51%, Fin - 33%	24-Mar
37	NCR Mathura-Jhansi 3rd line	DL	MP, UP, Rajasthan	C	274	-	Phy - 25%, Fin - 27%	23-Dec
38	SECR Anuppur-Katni 3rd line	DL	MP	C	166	-	Phy - 21%, Fin - 23%	24-Mar
39	WCR Katni-Singrauli, doubling	DL	MP	C	257	41	Phy - 57%, Fin - 46%	23-Mar
40	ECOST Brundamal-Jharsuguda flyover	DL	Odisha		7	-	Phy - 8%, Fin - 4%	24-Mar
41	NR Rajpura-Bhatinda, doubling	DL	Punjab	C	173	-	Phy - 20%, Fin - 23%	22-Jun
42	SCR Bypass at Vijayawada, Kazipet	by-pass	AP, Telangana	C	41	-	Phy - 20%, Fin - 21%	23-Mar
43	SER Kharagpur-Adityapur 3rd line	DL	WB, Jharkhand	C	132	-	Phy - 30%, Fin - 44%	22-Jul
44	SECR Jharsuguda-Champa-Bilaspur 4th line	DL	Chhattisgarh, Odisha	C	206	18	Phy - 20%, Fin - 15%	23-Dec
45	WCR Itarsi-Nagpur (Bal.) 3rd line	DL	MP, Maharashtra		280	-	Phy - 16%, Fin - 10%	24-Mar
46	SCR Kazipet-Balharshah 3rd line	DL	Maharashtra, Telangana		202	-	Phy - 54%, Fin - 54%	24-Mar
47	ECOST Narayangarh-Bhadrak 3rd line	DL	Odisha, WB		153	-	Phy - 1%, Fin - 1%	24-Mar
48	NR Jaunpur - Akbarpur (Tanda), doubling	DL	UP	C	77	-	Phy - 6%, Fin - 6%	24-Mar
49	ECOST Jarapaada- Budhapank 3 rd & 4 th line	DL	Odisha	C	101	-	Phy - 20%, Fin - 19%	24-Mar
50	ECOST Budhapank- Salegaon via Rajatgarh 3rd & 4th line	DL	Odisha	C	170	-	Phy - 40%, Fin - 49%	24-Mar
51	ECR Patratu-Sonnagar, 3 rd line	DL	Jharkhand, Bihar	C	291	-	Phy - 16%, Fin - 14%	23-Dec

Annexure 5

Necessary conditions for the movement of ODC/OWC are mentioned below: -

- i. Load restrictions on various roads stipulated by the Public Works Department/Local Authorities/National Highway Authority of India will be observed and permission of such authorities will be obtained before the vehicles are put on the roads. Movement of the trailers will be approved and closely monitored by the concerned road authorities in State/Union Territory/National Highway Authority of India from Safety point of view.
- ii. Any issue of any nature arising during the transportation of subject consignment shall be the responsibility of the Transportation Company.
- (iii) The vehicles should display all danger flags and lights, preferably the vehicles should be preceded and followed by a vehicle displaying prominently that a heavy load is passing.
- (iv) Coupling of the trailers along side by side the width or along with length of the road depending upon the condition specified by the Transporter.
- (v) Transportation Company will give advance intimation at least ten days in advance to such authority or officer specified in this behalf by the State Government/National Highway Authority of India regarding each movement of such vehicles.
- (vi) If so, directed by the Public works Department of a State/Union Territory/National Highway Authority of India, the loaded vehicles will not be allowed to pass over the bridges on the roads in that State/Union Territory and in such cases, applicants will have to make their own arrangements to cross the rivers/drains.
- (vii) Transportation Company would need to obtain permission before movement, from the concerned State or union Territory Authorities/National Highway Authority of India enroot, in view of the oversized cargo. For each such movement, the timing should be prescribed by the concerned authority.
- (viii) The said vehicles should be moved without any hindrance to the normal flow of traffic.
- (ix) The maximum speed of the trailers for movement on the road shall not exceed 5 kms/hour.
- (x) The trailers shall be painted for the entire width by yellow and black zebra strips on the front and rear sides duly marked for night time driving/parking suitably by red lamps at the front and rear and red flags on both the sides during day time to indicate the extreme position of the vehicle clearly. In addition, the entire overhang shall be covered with a red reflector/reflective tape to facilitate clear vision of overhang.
- (xi) Transportation Company would be liable to pay such amount to the Government of State/Union Territory/National Highway Authority of India or any other affected person where any damage is caused to the roads or road structures/other road users/person directly or indirectly due to the movement of the trailers.
- (xii) Transportation Company will observe such restrictions as the State/Union Territory Government/National Highway Authority of India may by order specify in this behalf.
- (xiii) Company will ensure that road tax have been paid, fitness certificate, insurance cover, National Permit, and PUC have been obtained in respect of all the vehicles to be utilized during the movement.
- (xiv) In case, the width after sideway coupling of trailers exceeds the road width in certain stretches, by passes/other measures in consultation with States Authorities/National Highway Authority of India will be taken for movement of the above consignment.
- (xv) In case of issues arising of any vehicle(s) or part of vehicle(s) out sourced from other registered owners, Transportation Company shall be responsibility for the same.

Criteria for overloading/over dimension of vehicles, based on which software is generating permission:

- If gross cargo weight is more than 169 MT then approval is required from ministry
- Number of Axle should be within allowed limits (see following table)
- Per Axle weight of Hydraulic Trailer Should not exceed 18MT
- Weight should not exceed Combined RLW of All Trailers
- Total Load Weight {Cargo Wt + Attachment Wt} cannot be more than Total Allowed HT Weight {Tot. RLW of HT - Tot. Tare Wt. of HT}

Vehicle Type	Short Name	Axle (from)	Axle (to)
HT-1 Loading	HT1	4	4
HT-2 Loading	HT2	5	6
HT-3 Loading	HT3	7	8
HT-4 Loading	HT4	9	10
HT-5 Loading	HT5	11	12
HT-6 Loading	HT6	13	14
HT-7 Loading	HT7	15	16
HT-8 Loading	HT8	17	18
HT-9 Loading	HT9	19	20
HT-10 Loading	HT10	16	16
HT-11 Loading	HT11	20	20
HT-12 Loading	HT12	28	28
HT-13 Loading	HT13	32	32
Other	OTH	32	32

Regarding procedure for updating list of distressed bridges, bridges having span length more than 50 m, and not covered in Ministry's circular dated 24.1.2013, form is available wherein each RO can update details of the bridge.

Annexure 6

The berth-wise mechanization status of major ports of India is given below.

ANNEXURE-II (Mechanization Status at major Ports)				
Port	Berth name	Cargo type	Operated by	Mechanization Status
Mormugao	Berth 5	Steel	PPP	Non-mechanized
Mormugao	Berth 6	Coal, Limestone	PPP	Mechanized
Mormugao	Berth 7	Coal	PPP	Mechanized
Mormugao	Berth 8	POL/Caustic Soda/Ammonia/Other Oil	Port	Non-mechanized
Mormugao	Berth 9	Under development	Port	Non-mechanized
Mormugao	Berth 10	Fertilisers/Bentonite/Gypsum/Granite/SteelProducts/POL/P.Acid/Container/Limestone/Iron ore etc.	Port	Non-mechanized
Mormugao	Berth 11	Fertilisers/Bentonite/Gypsum/Granite/SteelProducts/POL/P.Acid/Container/Limestone/Iron ore etc.	Port	Non-mechanized
Mormugao	Berth 13	Mole Berth	Port	Non-mechanized
New Mangalore	Berth 1	Gen. Cargo	Port	Non-mechanized
New Mangalore	Berth 2	Gen. Cargo	Port	Non-mechanized
New Mangalore	Berth 3	Gen. Cargo	Port	Non-mechanized
New Mangalore	Berth 4	Gen. Cargo/Liquid Cargo/Cruise	Port	Non-mechanized
New Mangalore	Berth 5	Gen. Cargo	Port	Non-mechanized
New Mangalore	Berth 6	Gen. Cargo	Port	Non-mechanized
New Mangalore	Berth 7	Gen. Cargo	Port	Non-mechanized
New Mangalore	Berth 8	Gen. Cargo	Port	Partial
New Mangalore	Berth 14	Gen. Cargo	Port	Non-mechanized
New Mangalore	Berth 15	Coal	PPP	Mechanized
New Mangalore	Berth 16	Gen. Cargo	PPP	Mechanized
New Mangalore	Berth 9	LPG	Port	Partial
New Mangalore	Berth 10	Crude & POL Products	Port	Partial
New Mangalore	Berth 11	Crude & POL Products	Port	Partial
New Mangalore	Berth 12	POL/LPG/Edible Oil	Port	Partial
New Mangalore	Berth 13	POL/LPG/Liq. Cargo	Port	Partial
Chennai	19 A	Passenger/General/Liquid Bulk	Port	Non-mechanized
Chennai	18 A	General/RO-RO/Liquid Bulk	Port	Non-mechanized
Chennai	17 A	General/RO-RO/Liquid Bulk	Port	Non-mechanized
Chennai	16 A	General/Food Grains	Port	Non-mechanized
Chennai	15 A	General/Food Grains	Port	Non-mechanized
Chennai	14 A	General/Passenger	Port	Non-mechanized
Chennai	13 A	General/Dry Bulk	Port	Non-mechanized
Chennai	6 A	General/Dry Bulk/Liquid Bulk	Port	Non-mechanized
Chennai	12J	Dry Bulk/General	Port	Partial
Chennai	11 J	Dry Bulk/General	Port	Partial
Chennai	10 J	Dry Bulk/General	Port	Partial
Chennai	7 J	Dry Bulk/Liquid Bulk/General	Port	Partial
Chennai	8 J	Dry Bulk/Liquid Bulk/General	Port	Partial
Chennai	9 J	Dry Bulk/Liquid Bulk/General	Port	Partial
Chennai	26 B	POL	Port	Partial
Chennai	24 B	POL/Other Liquid	Port	Non-mechanized
Chennai	27 B	POL	Port	Partial
Chennai	20 B	Containers	PPP	Non-mechanized
Chennai	21 B	Containers	PPP	Non-mechanized
Chennai	22 B	Containers	PPP	Mechanized
Chennai	23 B	Containers	PPP	Mechanized
Chennai	5 A	Containers	PPP	Mechanized
Chennai	4 A	Containers	PPP	Mechanized
Chennai	3 A	Containers	PPP	Mechanized
Chennai	1 B	Coastal Cargo including cereals, pulses, iron, steel, metal scrap, stone, timber etc.	Port	Non-mechanized
Chennai	2 B	Coastal Cargo including cereals, pulses, iron, steel, metal scrap, stone, timber etc.	Port	Non-mechanized
Ennore	Coal Berth 1	Coal	Captive	Mechanized
Ennore	Coal Berth 2	Coal	Captive	Mechanized
Ennore	Common User Coal Terminal	Coal	PPP	Mechanized
Ennore	Marine Liquid Terminal I	POL, Chemicals & LPG unloaded through Pipelines	PPP	Non-mechanized
Ennore	General Cargo Berth	Automobiles and Project cargoes handled	Port	Non-mechanized
Ennore	Container Terminal (Phase I)	Containers handled	PPP	Non-mechanized
Ennore	Multi Cargo Terminal	Steel, Barites, Gypsum, River sand and Fertilizers handled	PPP	Non-mechanized
Ennore	LNG Terminal	LNG unloaded through pipelines	Captive	Non-mechanized
Paradip	Iron Ore Berth	Iron ore	Port	Mechanized
Paradip	East Quay-I	Others	Port	Non-mechanized
Paradip	East Quay-II	Others	Port	Non-mechanized
Paradip	East Quay-III	Others	Port	Non-mechanized
Paradip	South Quay Berth	Others	Port	Partial
Paradip	Central Quay-I	Others	Port	Partial
Paradip	Central Quay-II	Others	Port	Partial
Paradip	Central Quay-III	Others	Captive	Mechanized
Paradip	Fertilizer Berth-I	Fertilizers	Captive	Mechanized
Paradip	Fertilizer Berth-II	Fertilizers	Captive	Mechanized
Paradip	Multi-purpose Berth	Others	Port	Partial
Paradip	Coal Berth-I	Coal	Port	Mechanized
Paradip	Coal Berth-II	Coal	Port	Mechanized
Paradip	North Oil Jetty	Others	Port	Mechanized
Paradip	South Oil Jetty	Others	Captive	Mechanized
Paradip	SPM I	Others	Captive	Mechanized
Paradip	SPM II	Others	Captive	Mechanized
Paradip	SPM III	Others	Captive	Mechanized
Paradip	Ro-Ro Jetty	Steel	Port	Non-mechanized
Paradip	PICTPL	Containers	PPP	Partial
Paradip	NIOB	Iron ore	PPP	Mechanized
Mumbai	1 ID	Containers	Port	Non-mechanized
Mumbai	2 ID	Containers	Port	Non-mechanized
Mumbai	3 ID	Containers	Port	Non-mechanized
Mumbai	9 ID	Gen. Cargo + Tanker	Port	Non-mechanized
Mumbai	Jetty End	Heavy lifts	Port	Non-mechanized
Mumbai	10 ID	Multiple commodities	Port	Non-mechanized
Mumbai	11 ID	Multiple commodities	Port	Non-mechanized
Mumbai	12 ID	Multiple commodities	Port	Non-mechanized
Mumbai	12A ID	Multiple commodities	Port	Non-mechanized
Mumbai	12B ID	Multiple commodities	Port	Non-mechanized

Mumbai	13 ID	Multiple commodities	Port	Non-mechanized
Mumbai	13A ID	Multiple commodities	Port	Non-mechanized
Mumbai	13B ID	Gen. Cargo + Bulk Cargo	Port	Non-mechanized
Mumbai	14 ID	Gen. Cargo + Bulk Cargo	Port	Non-mechanized
Mumbai	15 ID	Gen. Cargo + Bulk Cargo	Port	Non-mechanized
Mumbai	16 ID	Multiple commodities	Port	Non-mechanized
Mumbai	17 ID	Multiple commodities	Port	Non-mechanized
Mumbai	18 ID	Multiple commodities	Port	Non-mechanized
Mumbai	19/20 ID	Multiple commodities	Port	Non-mechanized
Mumbai	21 ID	Multiple commodities	Port	Non-mechanized
Mumbai	22/23 ID	Multiple commodities	Port	Non-mechanized
Mumbai	BPS	Multiple commodities & cruise vessels	Port	Non-mechanized
Mumbai	BPX	Multiple commodities & cruise vessels	Port	Non-mechanized
Mumbai	OCT1	Automobiles, Steel & General Cargo	Captive	Non-mechanized
Mumbai	OCT2	Automobiles, Steel & General Cargo	Captive	Non-mechanized
Mumbai	JD1	Crude & POL Products	Port	Mechanized
Mumbai	JD2	Crude & POL Products	Port	Mechanized
Mumbai	JD3	Crude & POL Products	Port	Mechanized
Mumbai	JD4	Crude & POL Products	Port	Mechanized
Mumbai	OPP	POL Products	Port	Mechanized
Mumbai	NPP	POL Products & Chemicals	Port	Mechanized
Mumbai	NPP2	POL Products & Chemicals	Port	Mechanized
Tuticorin	VOC I	Others	Port	Partial
Tuticorin	VOC II	Others	Port	Partial
Tuticorin	VOC III	Others	Port	Partial
Tuticorin	VOC IV	Others	Port	Partial
Tuticorin	AB-I	Others	Port	Non-mechanized
Tuticorin	AB-II	Others	Port	Non-mechanized
Tuticorin	Berth 9	Others	Port	Mechanized
Tuticorin	Coal Jetty I	Coal	Captive	Mechanized
Tuticorin	Coal Jetty II	Coal	Captive	Mechanized
Tuticorin	NCB I	Coal	Captive	Mechanized
Tuticorin	NCB II	Coal	PPP	Mechanized
Tuticorin	Oil Jetty	Others	Port	Partial
Tuticorin	CBW	Others	Port	Non-mechanized
Tuticorin	Berth 7	Containers	PPP	Mechanized
Tuticorin	Berth 8	Containers	PPP	Mechanized
JNPT	Liquid Berth 01-L B01	Liquid Cargo	PPP	Mechanized
JNPT	Liquid Berth 02 - LB02	Liquid Cargo	PPP	Mechanized
JNPT	Shallow Water Berth. SWB01	Project Cargo/ Break Bulk Cargo	Port	Non-mechanized
JNPT	Shallow Water Berth. SWB02	Containers, Liquid Cargo and Project Cargo/ Break Bulk Cargo	Port	Non-mechanized
JNPT	Shallow Water Berth. SWB03	Containers, Liquid Cargo and Project Cargo/ Break Bulk Cargo	Port	Non-mechanized
JNPT	JNPCT CB -01	Containers	Port	Mechanized
JNPT	JNPCT CB -02	Containers	Port	Mechanized
JNPT	NSICT CB-04	Containers	PPP	Mechanized
JNPT	NSICT CB-05	Containers	PPP	Mechanized
JNPT	NSICT CB-06	Containers	PPP	Mechanized
JNPT	APMT-01	Containers	PPP	Mechanized
JNPT	APMT-02	Containers	PPP	Mechanized
JNPT	BMCT-01	Containers	PPP	Mechanized
JNPT	BMCT-02	Containers	PPP	Mechanized
JNPT	BMCT-03	Containers	PPP	Mechanized
Cochin	BTP	Dry/Liquid Bulk	Port	Partial
Cochin	NCB	Dry/Liquid Bulk	Port	Partial
Cochin	COT	POL	Port	Mechanized
Cochin	NTB	POL	Port	Mechanized
Cochin	Q1	Dry Bulk	Port	Partial
Cochin	Q10	Fertilizers	Captive	Mechanized
Cochin	Q2	Handed over to navy	Port	Non-mechanized
Cochin	Q3	Handed over to navy	Port	Non-mechanized
Cochin	Q4	Liquid Cargo	Port	Partial
Cochin	Q5	Dry Bulk	Port	Partial
Cochin	Q6	Dry Bulk	Port	Partial
Cochin	Q7	Dry Bulk	Port	Non-mechanized
Cochin	Q8	Dry Bulk	Port	Non-mechanized
Cochin	Q9	Dry Bulk	Port	Non-mechanized
Cochin	SCB	Decommissioned	Port	Non-mechanized
Cochin	SPM	Crude & POL Products	Captive	Mechanized
Cochin	STB	POL	Port	Mechanized
Cochin	V2	Containers	PPP	Mechanized
Cochin	V3	Containers	PPP	Mechanized
Cochin	LNG	LNG	Captive	Mechanized
Cochin	UTL	Passenger Berth	Port	
Kandla	CJ-1	Dry Bulk	Port	Non-mechanized
Kandla	CJ-2	Dry Bulk	Port	Non-mechanized
Kandla	CJ-3	Dry Bulk	Port	Non-mechanized
Kandla	CJ-4	Dry Bulk	Port	Non-mechanized
Kandla	CJ-5	Dry Bulk	Port	Non-mechanized
Kandla	CJ-6	Dry Bulk	Port	Non-mechanized
Kandla	CJ-7	Dry Bulk	Port	Non-mechanized
Kandla	CJ-8	Dry Bulk	Port	Non-mechanized
Kandla	CJ-9	Dry Bulk	Port	Non-mechanized
Kandla	CJ-10	Dry Bulk	Port	Non-mechanized
Kandla	CJ-11	Containers	PPP	Non-mechanized
Kandla	CJ-12	Containers	PPP	Non-mechanized
Kandla	CJ-13	Dry Bulk	Port	Non-mechanized
Kandla	CJ-14	Dry Bulk	Port	Non-mechanized
Kandla	CJ-15	Dry Bulk	Port	Non-mechanized
Kandla	CJ-16	Dry Bulk	Port	Non-mechanized
Kandla	OJ-1	Liquid Cargo	Port	Non-mechanized
Kandla	OJ-2	Liquid Cargo	Port	Non-mechanized
Kandla	OJ-3	Liquid Cargo	Port	Non-mechanized
Kandla	OJ-4	Liquid Cargo	Port	Non-mechanized
Kandla	OJ-5	Liquid Cargo	Captive	Non-mechanized

Kandla	OJ-6	POL	Captive	Non-mechanized
Kandla	Tuna Tekra-1	Dry Bulk	PPP	Mechanized
Kandla	Tuna Tekra-2	Dry Bulk	PPP	Mechanized
Kandla	Tuna Tekra-3	Dry Bulk	PPP	Mechanized
Kandla	Tuna Tekra-4	Dry Bulk	PPP	Mechanized
Kandla	Tiico Barge Jetty	Fertilizers	Captive	Non-mechanized
Kandla	SBM -1	Crude & POL Products	Port	Non-mechanized
Kandla	SBM -2	Crude & POL Products	Port	Non-mechanized
Kandla	SBM -3	Crude & POL Products	Captive	Non-mechanized
Kandla	POL product jetty 1	POL	Captive	Non-mechanized
Kandla	POL product jetty 2	POL	Captive	Non-mechanized
Kolkata	1 KPD	General Cargo	Port	Non-mechanized
Kolkata	3 KPD	General Cargo	Port	Non-mechanized
Kolkata	4 KPD	General Cargo	Port	Non-mechanized
Kolkata	5/7 KPD	General Cargo	Port	Non-mechanized
Kolkata	6 KPD	General Cargo	Port	Non-mechanized
Kolkata	8 KPD	General Cargo	Port	Non-mechanized
Kolkata	9 KPD	General Cargo	Port	Non-mechanized
Kolkata	10 KPD	General Cargo	Port	Non-mechanized
Kolkata	11 KPD	General Cargo	Port	Non-mechanized
Kolkata	12 KPD	General Cargo	Port	Non-mechanized
Kolkata	22 KPD	General Cargo	Port	Non-mechanized
Kolkata	23 KPD	General Cargo	Port	Non-mechanized
Kolkata	24 KPD	General Cargo	Port	Non-mechanized
Kolkata	25 KPD	General Cargo	Port	Non-mechanized
Kolkata	26 KPD	General Cargo	Port	Non-mechanized
Kolkata	27 KPD	General Cargo	Port	Non-mechanized
Kolkata	28 KPD	General Cargo	Port	Non-mechanized
Kolkata	29 KPD	General Cargo	Port	Non-mechanized
Kolkata	NSD - 2	Containers	PPP	Non-mechanized
Kolkata	NSD - 3	Containers	PPP	Mechanized
Kolkata	NSD -4	Containers	PPP	Mechanized
Kolkata	NSD -5	Containers	PPP	Mechanized
Kolkata	NSD -7	Containers	PPP	Non-mechanized
Kolkata	NSD -8	Containers	PPP	Mechanized
Kolkata	MB - 1	Multi Commodity (General. BB. DB Container)	Port	Non-mechanized
Kolkata	MB - 2	Multi Commodity (General. BB. DB Container)	Port	Non-mechanized
Kolkata	MB - 3	Multi Commodity (General. BB. DB Container)	Port	Non-mechanized
Kolkata	Liquid cargo berth	Liquid Cargo	Port	Mechanized
Kolkata	BB 1	Liquid Cargo	Port	Mechanized
Kolkata	BB 2	Liquid Cargo	Port	Mechanized
Kolkata	BB 3	Liquid Cargo	Port	Mechanized
Kolkata	BB 4	Liquid Cargo	Port	Mechanized
Kolkata	BB 5	Liquid Cargo	Port	Mechanized
Kolkata	BB 6	Liquid Cargo	Port	Mechanized
Haldia	B/2	Dry Bulk/Coke Coal etc	Port	Partial
Haldia	B/3	Dry bulk	Port	Non-mechanized
Haldia	B/4	Dry bulk/Thermal Coal	Port	Mechanized
Haldia	B/4A	Dry bulk/Coking Coal	PPP	Mechanized
Haldia	B/4B	Dry bulk	Port	Partial
Haldia	B/5	Liquid Cargo	Port	Non-mechanized
Haldia	B/6	Liquid Cargo	Port	Non-mechanized
Haldia	B/7	Liquid Cargo	Port	Non-mechanized
Haldia	B/8	Dry bulk/Coking Coal/Iron and Steel	Port	Partial
Haldia	B/9	Dry bulk	Port	Non-mechanized
Haldia	B/10	Containers	Port	Partial
Haldia	B/11	Containers	Port	Partial
Haldia	B/12	Dry bulk	Port	Partial
Haldia	B/13	Dry bulk	Port	Partial
Haldia	Jetty 1	Liquid Cargo	Port	Mechanized
Haldia	Jetty 2	Liquid Cargo	Port	Mechanized
Haldia	Jetty 3	Liquid Cargo	Port	Mechanized
Visakhapatnam	EQ-1	Thermal Coal & Steam coal	PPP	Mechanized
Visakhapatnam	EQ-3	Steel, food grains, lime stone, fertilizers, Gen Cargo, Soya, fertilizers raw materials, timber and granite	Port	Non-mechanized
Visakhapatnam	EQ-4		Port	Non-mechanized
Visakhapatnam	EQ-5		Port	Non-mechanized
Visakhapatnam	EQ-6	Anthracite coal, BF slag, steel, Thermal coal, fertilizers, Phos, Acid, fertilizers raw materials	Port	Non-mechanized
Visakhapatnam	EQ-7	Fertilizers and Fertilizer raw materials	Port	Non-mechanized
Visakhapatnam	EQ-8	Urea, Magnesite, fertilizers raw materials	PPP	Mechanized
Visakhapatnam	EQ-9	Steel Gen Cargo. Steam coal. Iam coke. Feldspar and granite	PPP	Mechanized
Visakhapatnam	EQ-10	Caustic Soda. Bio diesel. Edible oils. Chemicals	PPP	Mechanized
Visakhapatnam	WQ-1	Iron ore. Thermal coal. other cargo	Port	Non-mechanized
Visakhapatnam	WQ-2	Iron ore. Coking coal. granite and thermal coal	Port	Non-mechanized
Visakhapatnam	WQ-3	Coking coal. Steel. Thermal coal. Soya. Pet Coke and iron ore	Port	Non-mechanized
Visakhapatnam	WQ-4	Iron ore. Iron ore pellets. Steam coal. Lime stone and steel	Port	Non-mechanized
Visakhapatnam	WQ-5	Alumina. Iron ore. granite and caustic soda	Port	Non-mechanized
Visakhapatnam	WQ-re	Coastal Cargo berth - 1	Port	Non-mechanized
Visakhapatnam	Green channel berth	Coastal Cargo berth - 2	Port	Non-mechanized
Visakhapatnam	WQ-6	CP Coke. LAM Coke. Steel and Granite	PPP	Non-mechanized
Visakhapatnam	WQ-7	Dry/Break bulk cargoes	Port	Non-mechanized
Visakhapatnam	WQ-8	Dry/Break bulk cargoes	Port	Non-mechanized
Visakhapatnam	FB	Fertilizers. Raw materials. Liquid ammonia and molien sulphur (Fert)	Port	Mechanized
Visakhapatnam	OR-1	POL products	Port	Mechanized
Visakhapatnam	OR-2	POL products	Port	Mechanized
Visakhapatnam	OB-1	Iron ore and iron pellets	PPP	Mechanized
Visakhapatnam	OB-2	Iron ore and iron pellets	PPP	Mechanized
Visakhapatnam	VGCB	Coking coal & Steam coal	PPP	Mechanized
Visakhapatnam	OSTT	Crude oil	Port	Mechanized
Visakhapatnam	LPG	L P Gas and POL products	Port	Mechanized
Visakhapatnam	VCT	Container Cargo	PPP	Mechanized
Visakhapatnam	SBM	Crude oil	Port	Mechanized

Annexure 7

a). Details of present natural gas pipeline infrastructure (incl. Kms)

The State wise details of existing gas pipeline are shown as below:

S.No.	Name of the Natural Gas Pipeline	Authorized Entity	Length (Km.)	States from which pipe- line passes
1	Hazira-Vijaipur-Jagdishpur -GREP (Gas Rehabilitation and Expansion Pro- ject)- Dahej-Vijaipur HVJ/VDPL	GAIL	4587	Delhi, Uttar Pradesh, Madhya Pradesh, Raja- sthan, Gujarat
2	Dahej-Vijaipur (DVPL)-Vijaipur-Dadri (GREP) Upgradation DVPL2 & VDPL	GAIL	1326	Gujarat, Madhya Pradesh, Rajasthan, Uttar Pradesh,
3	Dahej-Uran-Panvel-Dhabhol	GAIL	929	Gujarat, Maharashtra
4	Agartala regional network	GAIL	61	Agartala
5	Mumbai regional network	GAIL	131	Maharashtra
6	Assam regional network	GAIL	1	Assam
7	K.G. Basin network	GAIL	892	Andhra Pradesh, Puducherry
8	Gujarat regional network	GAIL	740	Gujarat
9	Cauvery Basin network	GAIL	276	Puducherry, Tamil Nadu
10	Auraiya-Phulpur Pipeline	GAIL	315	Uttar Pradesh
11	Rajasthan regional network	GAIL	153	Rajasthan
12	Dadri-Bawana-Nangal	GAIL	867	Haryana, Punjab, Uttar Pra- desh, Uttarakhand, Delhi
13	Chhainsa-Jhajjar-Hissar	GAIL	304	Haryana, Rajasthan, Punjab
14	Dabhol-Bangalore	GAIL	1130	Maharashtra, Karnataka, Goa
15	Kochi-Koottanad-Bangalore-Mangalore (Kochi - Koottanad - Mangalore and Koottanad- Walayar and Bangalore - Krishnagiri sections)	GAIL	567	Kerala, Karnataka & Tamil Nadu
16	Jagdishpur - Haldia & Bokaro - Dhamra (Phulpur to Durgapur and with spur lines to Gorakhpur, Varanasi, Patna, Barauni, Sindri and Matix Fertilizer)	GAIL	1109	Uttar Pradesh, Bihar, Jhar- khand and West Bengal
17	Vijaipur-Auraiya (VAPL)	GAIL	174	U.P. & M.P.
18	Uran-Trombay	ONGC	24	Maharashtra
19	Dadri-Panipat	IOCL	140	Haryana, Punjab, Uttar Pra- desh
20	EWPL (Kakinada-Hyderabad-Uran- Ahmedabad)	PIL	1460	Andhra Pradesh, Gujarat, Maharashtra, Telangana
21	Shadol-Phulpur	RGPL	312	Madhya Pradesh, Uttar Pra- desh
22	Hazira-Ankleshwar	Gujarat Gas	73.2	Gujarat
23	GSPL's Gas Grid network including spur lines	GSPL	2692	Gujarat
24	AGCL's Assam regional network	AGCL	105	Assam
25	Deepak Fertilizers	DFPCL	42	Maharashtra

b). Details of under-construction natural gas pipeline infrastructure (incl. Kms)

State wise details of ongoing/approved Natural Gas Pipeline to complete National Gas Grid is shown as below:

S.No.	Pipeline Project	Length (Kms.)	Implementing agency	State through which it passes
1	Jagdishpur-Haldia & Bokaro-Dhamra(Phase 2&3)	1546	GAIL	Jharkhand, West Bengal and Odisha
2	Barauni - Guwahati	729	GAIL	Bihar, West Bengal, & Assam
3	Dhamra-Haldia	253	GAIL	Odisha & west Bengal
4	North East Region (NER) Gas Grid	1656	Indradhanush Gas Grid Ltd.	Assam, Sikkim, Mizoram, Manipur, Arunachal Pradesh, Tripura, Nagaland and Meghalaya
5	Kochi-Koottanad- Bangalore-Mangalore (Ph-11)	322	GAIL	Kerala, Tamil Nadu and Karnataka
6	Vijaipur-Auraiya (VAPL)	178	GAIL	Madhya Pradesh & Uttar Pradesh
7	Angul-Srikakulam	744	GAIL	Andhra Pradesh and Odisha
8	Mumbai - Nagpur - Jharsuguda	1755	GAIL	Maharashtra, Madhya Pradesh, Chhattisgarh & Odisha
9	Sultanpur-Jhajjar-Hissar section of CJHPL	135	GAIL	Haryana
10	Haridwar-Rishikesh- Dehradun section of DBNPL	50	GAIL	Uttarakhand
11	Ennore-Thiruvallur- Bengluru-Madurai- Tuticorin	1385	Indian Oil Corporation Ltd.	Tamil Nadu and Karnataka
12	Bhatinda - Jammu - Srinagar	729	GSPL India Gasnet Limited	Punjab, Jammu & Kashmir
13	Mehsana - Bhatinda	2052	GSPL India Gasnet Limited	Gujarat, Rajasthan, Haryana and Punjab
14	Mallavaram - Bhopal - Bhilwara via Vijaipur	2042	GSPL India Transco Limited	Andhra Pradesh, Telangana, Chhattisgarh, Madhya Pradesh, Maharashtra and Rajasthan
15	Kakinada - Vizag - Srikakulam	391	AP Gas Distribution Corporation	Andhra Pradesh
16	Nellore-Vizag-Kakinada	525	IMC Ltd	Andhra Pradesh
17	Ennore - Nellore	430	Gas Transmission India Pvt. Ltd.	Andhra Pradesh and Tamil Nadu
18	Jaigarh-Mangalore	749	H-Energy Pvt. Ltd.	Maharashtra, Goa and Karnataka
19	Kanai Chhata to Shrirampur	315	H-Energy	West Bengal

Annexure 8

F.No.15/2/2016-H-I (Pt.)
Government of India
Ministry of Power

Shram Shakti Bhawan, Rafi Marg
New Delhi, dated the 8th March, 2019

OFFICE MEMORANDUM**Subject: MEASURES TO PROMOTE HYDRO POWER SECTOR**

In reference to communication received from Cabinet Secretariat vide D.O. No. 11/CM/2019(iii) dated 7.3.2019, the undersigned is directed to inform that the Government has approved the following measures to promote hydropower sector:-

2. Declaring LHPs (> 25 MW projects) as Renewable Energy source:

2.1 Large Hydropower Projects (LHPs, i.e. > 25 MW projects) are declared as Renewable Energy source. However, LHPs would not automatically be eligible for any differential treatment for statutory clearances such as Forest Clearance, environmental clearance, NBWL clearance, related Cumulative Impact Assessment & carrying Capacity study, etc., available to Small Hydropower Projects (SHPs), i.e., projects of capacity up to 25 MW. Ministry of Power shall continue to be the administrative Ministry for LHPs.

3. Hydro Purchase Obligation (HPO) as a separate entity within Non – solar Renewable Purchase Obligation (RPO):

3.1 Hydropower Purchase Obligation (HPO) is notified as a separate entity within Non - Solar Renewable Purchase Obligation (RPO). The HPO shall cover all LHPs commissioned after issue of this Office Memorandum as well as the untied capacity (i.e., without PPA) of the commissioned projects. This HPO will be within the existing Non-Solar RPO after increasing the percentage assigned for it so that existing Non-Solar RPO for other renewable sources remains unaffected by the introduction of HPO. The trajectory of annual HPO targets will be notified by Ministry of Power based on the projected capacity addition plans in hydropower sector. Necessary amendments will be introduced in the Tariff Policy and Tariff Regulations to operationalize HPO.

4. Tariff rationalisation measures for bringing down hydropower tariff:

4.1 Tariff rationalisation measures including providing flexibility to the developers to determine tariff by back loading of tariff after increasing project life to 40 years, increasing debt repayment period to 18 years and introducing escalating tariff of 2%.

4.2 The levelized tariff over the useful life of the project may be calculated on the basis of the norms specified in the CERC regulations and thereafter, the determination of year wise tariff, for a long term PPA for procurement of Hydro Power for a period of not less than specified years (depending upon the repayment plan for the debt raised by the generator such that major part of the loan is repaid during the tenure of such PPA), may be left to the Developer and DISCOMs as per their feasibility and depending upon the terms of repayment of loan negotiated with the lenders subject to-

- (a) submission of such complete calculations with assumptions to be provided by the generator of hydro power at the time of filing of the application; and
- (b) upfront approval by the appropriate Regulatory Commission.

5. Budgetary Support for Flood Moderation/ Storage Hydro Electric Projects (HEPs):

5.1 In-principle approval is accorded for providing budgetary support through the budgetary grant of Ministry of Power for Flood Moderation component for Storage HEPs to be set up in future. The value of flood moderation component will be worked by technical agencies, viz., CWC, etc. in accordance with the guidelines. The amount required for flood moderation/ storage costs shall be released, through MoP budgetary provisions after appraisal of each project, on a case to case basis, by Public Investment Board (PIB)/ Cabinet Committee on Economic Affairs (CCEA) as per due process.

6. Budgetary Support to Cost of Enabling Infrastructure, i.e., roads/ bridges:

6.1 In-principle approval is accorded for providing budgetary support through the budgetary grant of Ministry of Power for funding enabling infrastructure for hydropower projects i.e. roads / bridges. This support shall be applicable for projects starting construction after notification of this Office Memorandum. This budgetary support would be provided after appraisal/ approval of each project by PIB/ CCEA as per the extant rules/ due process. The limit of this grant for such roads and bridges would be as follows:

- a) Rs. 1.5 crore per MW for projects upto 200 MW,
- b) Rs. 1.0 crore per MW for projects above 200 MW.

7. This issues with the approval of the Competent Authority.

S. Benjamin
(S Benjamin)

Under Secretary to the Govt of India

Telefax: 23324357

Email: ben.gangte@nic.in

- 1. The Chairman, All State Electricity Boards / State Power Utilities
- 2. The Chairman, Central Electricity Authority, New Delhi.
- 3. The Principal Secretary / Commissioner (Power), All State Government and U.T.s
- 4. The CMDs of all PSUs under the administrative control of Ministry of Power
- 5. Chairperson, CERC
- 6. Chairpersons of all SERCs

Copy to:

- 1. Secretary, Department of Economic Affairs, Ministry of Finance
- 2. Secretary, Department of Expenditure Ministry of Finance
- 3. Secretary, Department of Financial Services, Ministry of Finance
- 4. Secretary, Department of Revenue, Ministry of Finance
- 5. Secretary, MNRE
- 6. Secretary, MoEF
- 7. Secretary, DoNER
- 8. CEO, NITI Aayog
- 9. Secretary, MoWR
- 10. Chairperson, CWC

Copy also for kind information to:

1. Director, Cabinet Secretariat, Rashtrapati Bhawan, New Delhi w.r.t D.O. No. 11/CM/2019(iii) dated 07.03.2019
2. Director, PMO, South Block, New Delhi.
3. All Joint Secretaries/ FA /EA of the Ministry of Power, Shram Shakti Bhawan, New Delhi.
4. All Director, Ministry of Power, Shram Shakti Bhawan, New Delhi.
5. Director (Tech.) NIC cell, MoP with the request to upload on the website of Ministry.

Copy to:

1. Chief Engineer (R&R) Ministry of Power, Shram Shakti Bhawan, New Delhi- with a request to issue appropriate directions to CERC/SERCs per Section 107 of the Electricity Act-2003 to incorporate above tariff rationalization measure as mentioned at Para 3.1, 4, 4.1 & 4.2 above in the Tariff Regulations and also for appropriate changes for other Paras above.
2. Chairperson, CEA- with a request to take necessary action to implement the above decisions.

CHAPTER 10

EMISSIONS FROM POWER SECTOR

10.0 INTRODUCTION

The phenomenal growth in demand for energy is increasingly affecting the natural environment. Human activities now occur on a scale that has started to interfere with complex natural systems. Anthropogenic activities such as energy generation from fossil fuels, industrialization and deforestation have been increasing the atmospheric concentration of Green House Gases (GHGs) above their natural levels resulting in Global climatic change. Excessive concentration of Green House Gases like Carbon di-oxide (CO₂) and Methane (CH₄) and other harmful emissions in the atmosphere has become one of the most critical global environment issues by which human life is gravely threatened.

In most of the developing countries, the major requirement of power is met through thermal power plants. India also depends largely on coal as a major source of energy for producing power and coal may continue to play an important role in producing power in near future. As on 31.03.2022, coal based power generation capacity is around 52.74% of total installed capacity, however during 2021-22 coal based generation was almost 69.8 % of total power generation in country and lignite based power capacity is about 1.65% as on 31.03.2022 of the total installed capacity but generates almost 2.48% of total power generation in country during 2021-22. As on 31.12.2022, the coal and lignite based installed capacity is 49.66 % and 1.61 % respectively.

Generation of power by use of fossil fuel like coal, oil and gas pollutes the atmosphere in many ways. Emission of particulate matter and generation of fly ash from coal based power stations are local health hazard. Gaseous emissions from fossil fuel based power generation like CO₂, SO_x, NO_x and Mercury etc. affect the local as well as global climate.

10.1 EMISSION FROM THERMAL POWER STATIONS

Fossil fuel-fired power plants burn fossil fuels like coal, lignite, natural gas, diesel etc. to generate steam/ hot air to run turbines generating electricity. The generation of power from combustion of fossil fuels has an impact on Air, Water and Land resulting in degradation of local as well as global environment.

The major types of pollutants emitted from thermal power stations are as follows:

10.1.1 AIR POLLUTION

The following major air pollutants are generated from combustion of fossil fuels by thermal power stations: i) Nitrogen oxide(NO₂) ii) Sulphur di-oxide (SO₂) iii) Green House Gases like CO₂ iv) Suspended Particulate Matter (SPM) v) Mercury Emissions. Traces of Carbon monoxide (CO) is also produced during the process of combustion. The brief description of major pollutants and their effects are detailed below:

10.1.2 NITROGEN OXIDE

Most of the NO_x is emitted as NO which is oxidised to NO₂ in the atmosphere. All combustion processes at high temperature are sources of NO_x emission. Formation of NO_x may be due oxidation of nitrogen in the air (thermal NO_x) or due to nitrogen present in the fuel (fuel NO_x). In general, higher the combustion temperature the higher NO_x is produced. Some of NO_x is oxidised to NO₃, an essential ingredient of acid precipitation and fog. New

norms notified by Ministry of Environment, Forest and Climate Change has stipulated norms for NO_x emission from thermal power plant, which are discussed later in the chapter.

10.1.3 SULPHUR OXIDE

The combustion of sulphur contained in the fossil fuels, especially coal and oil is the primary source of SO_x. About 97% to 99% of SO_x emitted from combustion sources is in the form of Sulphur Di-oxide which is a critical pollutant, the remainder is mostly SO₃, which in the presence of atmospheric water is transformed into Sulphuric Acid at higher concentrations, produce delirious effects on the respiratory system. The SO_x emissions are controlled by providing tall height stack for dispersion. Higher size units of 500 MW and above were also required to keep space provisions for future installation of Flue Gas de-sulphurisation (FGD) system when required. In specific cases, installation of FGD system has been stipulated by MOE&F while granting environmental clearance. The new norms for thermal power station notified by Ministry of Environment, Forest and Climate Change has stipulated emission norms for SO_x which are discussed later in the chapter.

10.1.4 GREEN HOUSE GASES

A number of gases like CO₂, Methane, nitrous oxide(N₂O), Chlorofluorocarbons and water vapour are called Green House Gases. Carbon dioxide is released primarily through the burning of fossil fuels. It is generated by combustion of coal and hydrocarbons. Methane is released through the decomposition of organic matter (marshes, cattle raising, rice flakes etc.) and the use of fossil fuels.

10.1.5 PARTICULATE MATTER

The terms particulate matter, particulates, particles are used interchangeably and all refer to finely divided solids dispersed in the air through chimney or stack of power stations. Norms have been stipulated by Ministry of Environment, Forest and Climate Change for control of Suspended Particulate Matter and are more stringent for new power plants.

10.1.5.1 CARBON MONOXIDE

It is a colourless, odourless flammable and toxic gas. It has ability to react with haemoglobin in the blood and reduce the oxygen absorbing capacity of the blood. It is generated by incomplete combustion of coal and hydrocarbons. The most significant source of CO is automobiles.

10.1.5.2 MERCURY EMISSIONS

Emissions of mercury from thermal power stations are a subject of increasing concern because of its toxicity, volatility, persistence, long range transport in the atmosphere. Once released into the environment, mercury contaminates soil, air, surface and ground water. The mercury emitted from coal-fired power plants originates from the mercury present in the coal. Typically, mercury is present in the coal in the tens of parts-per-billion range. Burning of enormous quantity of coal for power generation makes it the largest anthropogenic source of mercury emissions.

10.1.6 WATER POLLUTION

Water pollution refers to contamination of natural water, whereby its further use is impaired. The contamination could be caused by the introduction of organic or inorganic substances in the water or due to change in the temperature of the water.

In thermal power stations the source of water is river, lake, pond or sea from where water is usually taken. There is possibility of water being contaminated from the source itself. Further contamination or pollution could be added by the pollutants of thermal power plant waste as inorganic or organic compounds.

The types of water pollution & its sources are given in **Table 10.1**.

Table 10.1

	Type		Sources
(i)	Thermal pollution	-	Discharges from condenser
(ii)	Carryover of ash to water bodies	-	Ash pond overflow, ash handling area drainage
(iii)	Acid or alkaline effluents	-	DM water treatment plant, chemical storage area & lab
(iv)	Leaching and water percolation	-	Ash dumps, ash ponds
(v)	Heavy metals	-	Air heater wash, wash water from boiler fire side clearing
(vi)	Toxic substances, high total dissolved solids (TDS), Phosphates high alkaline, ammonia	-	Boiler blowdown
(vii)	sludge and oil	-	Drains from fuel oil area, tube oil area, transformer

			oil off
(viii)	Cyanide and other chemicals	-	Radio graphic lab
(ix)	Bacteriological pollution	-	Sanitary & domestic waste

Types of Water Pollution & its Sources

The effects of water pollutants are manifold and depend on the type and concentration. Some of these are given below in **Table 10.2**.

Table 10.2

Effects of Water Pollution

	Pollutants		Effects
a	Soluble organic as represented by BOD (Biological Oxygen Demand)		Deplete oxygen in surface water, Fish killing, the growth of undesirable aquatic life and odours. Certain organics can be bio-magnified in the aquatic food chain
b	Suspended solid		Decrease water clarity and hinder photosynthesis, form sludge deposits which changes eco-system results.
c	Chloride		Salty taste in water
d	Acidic, alkaline and toxic substances		Cause fish killing also can cause imbalance in stream eco-system
e	Disinfectants Cl_2 , H_2O_2		Killing of micro-organisms
f	Ionic forms Fe, Ca, Mg, Mn, Cl and SO_4		Changed water characteristics, staining hardness, salinity

All discharge from thermal power stations to water bodies is made after treatment as per the environmental standards prescribed by MOE&F. Further, ash ponds are High Density Polyethylene (HDPE) lined to prevent leaching etc. Also zero discharge system with no discharge to water body are envisaged at many stations installed up to 31.12.2016 and mandatory zero waste discharge for TPPs installed after 01.01.2017

10.1.7 FLY ASH GENERATION

Indian coal is of low grade with ash content of the order of 30%-50 % in comparison to imported coals which have low ash content of the order of 10%-15%. Large quantity of ash is thus being generated at coal/lignite based Thermal Power Stations in the country, which not only requires large area of precious land for its disposal but is also one of the sources of pollution of both air and water. To reduce the requirement of land for disposal of fly ash in ash ponds and to address the problem of pollution caused by fly ash, Ministry of Environment, Forests and Climate Change has issued various Notifications on fly ash utilization, first Notification was issued on 14th September, 1999 which was subsequently amended vide Notifications dated 27th August, 2003, 3rd November, 2009 and 25th January, 2016. The Notification of 3rd November, 2009 prescribes targets of Fly Ash utilization in a phased manner for all Coal/Lignite based Thermal Power Stations in the country so as to achieve 100% utilization of fly ash.

The MoEFCC Notification of 25th January, 2016 stipulates mandatory use of flyash based products in all Government schemes or programmes e.g. Pradhan Mantri Gramin Sadak Yojana, Mahatma Gandhi National Rural Employment Guarantee Act, 2005, Swachh Bharat Abhiyan, etc.

The latest MoEFCC notification dated 31.12.2021 stipulates 100 per cent utilisation of fly ash generated by coal or lignite based thermal power plant in an eco-friendly manner namely: (i) Flyash based products viz. bricks, blocks, tiles, fibre cement sheets, pipes, boards, panels; (ii) Cement manufacturing, ready mix concrete; (iii) Construction of road and fly over embankment, etc. The notification also mandates that if the coal or lignite based thermal power plant has not achieved at least 80 per cent ash (fly ash and bottom ash) utilisation in the first two years of a three years cycle, then an environmental compensation of Rs. 1000 per ton on unutilised ash shall be imposed for non-compliant thermal power plants.

10.1.8 LAND DEGRADATION

The thermal power stations are generally located on the non-forest land and do not involve much Resettlement and Rehabilitation problems. However, its effects due to stack emission etc., on flora and fauna, wild life sanctuaries and human life etc. have to be studied for any adverse effects. One of the serious effects of thermal power stations is land requirement for ash disposal and hazardous elements' percolation to ground water through ash disposal in ash ponds.

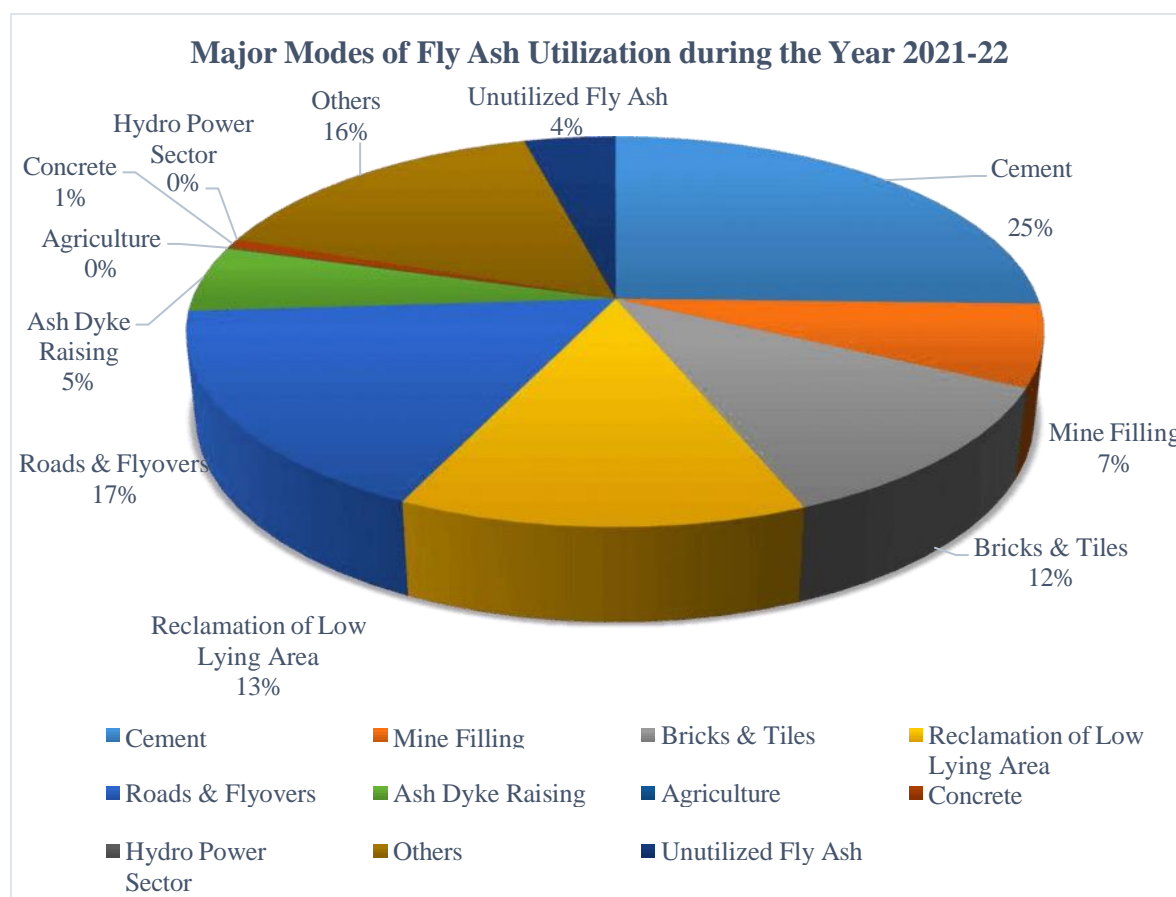
10.2 STEPS TAKEN BY THERMAL POWER STATIONS TO REDUCE EMISSIONS FROM POWER PLANTS

Following steps are presently being taken by power utilities to reduce the pollution from thermal power stations:

- **PM Emissions:** - High Efficiency Electrostatics Precipitators (ESP) are installed in the power station to arrest fly ash and reduce suspended particulate matter within the prescribed emissions norms. A PM norm stipulated by MOEF & CC are generally adhered to by coal based power stations. However, depending upon the local condition, Pollution Control Board or other implementing agencies within the provision of Environment Protection Act has stipulated more stringent norms.
- **NO_x Control:** - Low NO_x burners are being used in the power station for NO_x control through primary combustion control. Further, NO_x emission norms as specified by MoEFCC notification dated 7.12.2015 is required to be met by TPPs and as amended.
- **SO_x Control** – Indian coal used in the thermal power station generally has low sulphur content about 0.3% to 0.5% and SO₂ control is being achieved as per new norms specified by MOEF & CC notification dated 07.12.2015.
- **Liquid Effluent Discharge:** - Effluent Treatment Plant is being installed to control parameters like pH, Free available Chlorine Suspended solids, Oil & Grease, Copper, Iron, Zinc, TDS & Total Suspended Solids. Many power stations have achieved zero liquid discharge. Most of the power plants are adhering to the norms stipulated.
- **Fly Ash Utilization:** - The steps have been taken by Thermal Power Stations to ensure 100% utilization of ash generated by them. The Fly ash collected in the dry form is being used for brick making, coal mines backfilling, road construction and cement manufacturing. Data of 200 coal based thermal stations, with an Installed capacity of 213620.5 MW, consuming coal of 759.02 Million tonnes and generating Fly Ash of 270.82 Million tonnes were analysed in 2021-22 by CEA. The analysis shows that country has achieved Fly Ash Utilization of 259.86 Million tonnes with percentage utilization of 95.95 % (However, the actual utilization of fly ash may vary from station to station). Fly ash utilisation in various sectors is shown in **Exhibit 10.1**

Exhibit 10.1

(All figures in %)



- **Mercury emissions:**

India has signed Minamata convention on legally binding instrument to protect human health & environment from adverse effects of Mercury in September 2014. Article 8 of the Minamata convention pertains to reducing mercury emissions to the atmosphere through measures to control mercury emissions from coal based power stations. The studies carried out by CIMFR, Dhanbad on mercury content in Indian coal has estimated mercury emission factor of coal as 0.14 g/tonne or 14 ppm. Control systems provided for NO_x and SO_x (SCR and FGD) along with ESP also offer the co-benefit of mercury emissions control. MOEF & CC vide notification dated 07.12.2015 has put limit of mercury emission from thermal power plants.

10.3 NEW EMISSION STANDARDS FOR THERMAL POWER PLANTS

MOEF&CC has notified new Environment norms for Thermal power station including Emission and specific water consumption on 7th December, 2015. The **Table 10.3 and 10.4** show the new environmental norms for thermal power stations which are to be complied at different time schedule.

Table 10.3
New Environmental Norms for Thermal Power Stations

Emission parameter	TPPs (units) installed before 31st December, 2003	TPPs (units) installed after 31st December 2003 and up to 31st December 2016	TPPs (units) to be installed from 1st January 2017
Particulate Matter	100 mg/Nm ³	50 mg/Nm ³	30 mg/Nm ³
Sulphur Dioxide (SO₂)	600 mg/Nm ³ for units less than 500MW capacity 200 mg/Nm ³ for units 500MW and above capacity	600 mg/Nm ³ for units less than 500MW capacity 200 mg/Nm ³ for units 500MW and above capacity	100 mg/Nm ³
Oxides of Nitrogen (NO_x)	600 mg/Nm ³	450* mg/Nm ³	100 mg/Nm ³

*Vide MOEF & CC notification dated 19.10.2020. As per notification dated 31.3.2021 of MoEFCC emission norms are to be implemented by 2022 to 2024 based on location of the power plant.

Table 10.4
MoEFCC WATER NORMS FOR THERMAL POWER PLANTS

S No.	MoEFCC WATER NORMS FOR THERMAL POWER PLANTS
1.	All plants with Once Through Cooling (OTC) shall install Cooling Tower (CT) and achieve specific water consumption of 3.5 m ³ /MWh within 2 years of notification.
2	All existing CT based plants shall reduce specific water consumption up-to maximum of 3.5 m ³ /MWh within a period of 2 years of notification.
3.	New plants to be installed after 1st January 2017 shall have to meet specific water consumption of 3.0* m ³ /MWh and achieve zero water discharge.

*Vide notification dated 28.06.2018

10.4 IMPLICATIONS OF NEW EMISSION STANDARDS ON POWER SECTOR

After notification of new environmental norms in December, 2015, a detailed phasing plan, for installation of FGD to be completed till 2024 was prepared by CEA in consultation with all stake- holders and was sent to MoEFCC in June, 2017. However, subsequently, time line was squeezed by MoEFCC to comply by December, 2022.

CEA started monitoring the implementation of measures to comply with new norms. More than 90% TPPs are

installing wet lime stone based FGD system as it is economical. Major issues/challenges being faced during the implementation of FGD system in thermal power plant are as under:

1. Till the end of 2015 no SO₂ norms were applicable, thus FGD manufacturing capacity was almost non-existent in the country.
2. FGD technology being new to our country, there are at present limited vendors with limited capacity to supply FGD components. Therefore, there is an availability constraint.
3. A sudden surge of demand has arisen as all thermal generating units, about 470 running units of 180 GW capacity, have to implement FGD system in one go. Proper planning was not there for development of infrastructure to meet the demand surge.
4. Although India has the manufacturing capability of 70% FGD components, it depends on the imports from other country as manufacturing capacity is insufficient to cater to huge demand in a short period of time.
5. Balance 30% of FGD component is not manufactured in India. Thus, import from other countries is the only option and to create a manufacturing capability of these items in India would take few years.
6. A huge foreign exchange for importing technology, equipment and skilled manpower from other countries shall be required.
7. Impact of Covid-19 pandemic on planning, placing of order, supply chain of equipment and installation of FGD is severe.

To overcome all the above issues/challenges being faced by power industry, CEA prepared a paper on location specific norms for thermal power plants and suggested a graded action plan for FGD implementation in TPP. The action plan was approved by MOP and forwarded to MOEF&CC for consideration in January, 2021. The summary of the action plan is as given below

1. The target should be uniform ambient air quality across the country and not the uniform emission norms for thermal power plants. Implementation of uniform emission norms in TPPs located in different atmosphere may result in different ambient air quality.
2. Thermal power plants located in an area, where quality of air is very good in terms of SO₂ level, can be exempted from immediate installation of additional equipment to control SO₂ emission from stack. A large number of thermal power stations are located in remote locations away from towns with little habitations around. Thermal power plants located in remote locations, ambient air quality (AQI) can be made as the guiding factor for formulating emission control. This may avoid installation of additional emission control equipment without compromising the ambient air quality.
3. To explore such a feasibility, the 24hr avg.(max) SO₂ ground based measured levels (CPCB, 2018 data) were categorized into 5 distinct levels:
 - i. Level I : >40 µg/m³
 - ii. Level II : 31-40 µg/m³
 - iii. Level III : 21-30 µg/m³
 - iv. Level IV : 11-20 µg/m³
 - v. Level V: 0-10 µg/m³.
4. To achieve tangible results, the SO₂ emission control equipment in the thermal power plants located in level-I should have to be installed on priority basis. The regions as identified under level-II can be covered subsequently under the next phases seeing the performance of FGD system in Level-I. Presently no action is required for the plant located in region under level III/IV/V as the SO₂ level in ambient air of these area is very less and as per CPCB the quality of air is good in regards to SO₂ level.
5. Graded action plan will help in utilizing the resources in effective manner and it will help in fine tuning the technology for local conditions. If the process of emission control is completed in 10-15 years' time frame, and consider thermal power plants located in critically polluted areas in first phase, it will help in developing indigenous manufacturing base, skilled manpower in the country which shall take care of the local operating conditions.

Thereafter, MOEFCC notified G.S.R.243(E) dated 31.03.2021, that the emission compliance would mean all the plant emission norms (2015) for PM/SO₂/NO_x are to be met by the specified timeline (Table II), any deviation in the above norms beyond the timeline would be liable for the levy of emission compensation (EC) as detailed in **Table 10.5**.

Table 10.5

S.N o.	Category	Location/Area	Timeline for Compliance Non retiring Units	
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)
1	Category A	Within 10 km radius of National Capital Region or cities having million plus population.	Upto 31st December 2022	Upto 31st December 2022
2	Category B	Within 10 km radius of Critically Polluted Areas or Non-attainment cities.	Upto 31st December 2023	Upto 31st December 2025
3	Category C	Other than those included in category A and B	Upto 31st December 2024	Upto 31st December 2025

Based on the 31st March 2021 notification, MOEF&CC has constituted a task force comprising of representative from MOEF&CC, MOP, CEA and CPCB to categorize the thermal power plants in above mentioned three categories. The finalization of aforementioned categorization is still under progress and expected to complete very soon.

For implementing NO_x control, coal based power stations have to carry out combustion modification/to install Selective Catalytic Reduction (SCR) as NO_x emissions are in range of 600-1000 mg/NM³. The main challenge with SCR is that they have not been proven for high ash Indian Coal. Also space constraint/layout constraints is also expected to be a major challenge for installation of SCR. Also for operating SCR, large amount of Ammonia will be required involving challenges in transportation and storage of Ammonia due its toxic nature.

Apart from all the issues and challenges, availability of vendors to supply SCR in such a large quantity will be the main constraint.

10.5 CO₂ EMISSIONS FROM POWER SECTOR

The world over consumption of fossil fuel is the primary contributing factor in the build-up of atmospheric concentration of GHGs like carbon dioxide resulting in Global warming. As per UN Human Development Report 2021/2022, the per capita carbon dioxide emission in India is among the lowest and is estimated to be around 1.8 metric tonnes as compared to the world average of 4.3 tonnes per capita and 14.2 tonnes per capita for USA (**Table 10.6**).

Table 10.6

Per capita emission of CO₂ of different countries

Country	CO ₂ emission Per capita(production) in the 2020 (tonnes of CO ₂)
India	1.8
USA	14.2
Australia	15.4
U.K	4.9
Japan	8.1
China	7.4
World	4.3

Source: UNDP Human Development report 2021/2022

About half of total carbon dioxide from India is estimated to be generated from power sector. The other major contributors of CO₂ emission in our country are transport and industrial sector. CEA is annually estimating the

amount of CO₂ emissions from grid connected power stations. The total amount of CO₂ emission from grid connected power stations in the year 2021-22 has been estimated at 1002.02 million tonnes. Year wise carbon dioxide emissions from Indian power sector during the last 6 years are given in **Table 10.7**.

Table 10.7**Total Absolute Carbon Di-oxide Emissions of the power sector (2016-17 to 2021-22) in Mtonnes CO₂**Source: CEA CO₂ baseline database for the Indian power sector version 17, October 2021

	2016-17	2017-18	2018-19	2019-20	2020-21	2021-22
India	888.34	922.18	960.89	928.14	910.01	1002.02

The CO₂ emission from gas based power stations is almost half of that is generated by coal based power stations. The weighted average CO₂ emissions for various fossil fuels used in Indian power stations for the year 2020-21 are shown in **Table 10.8**.

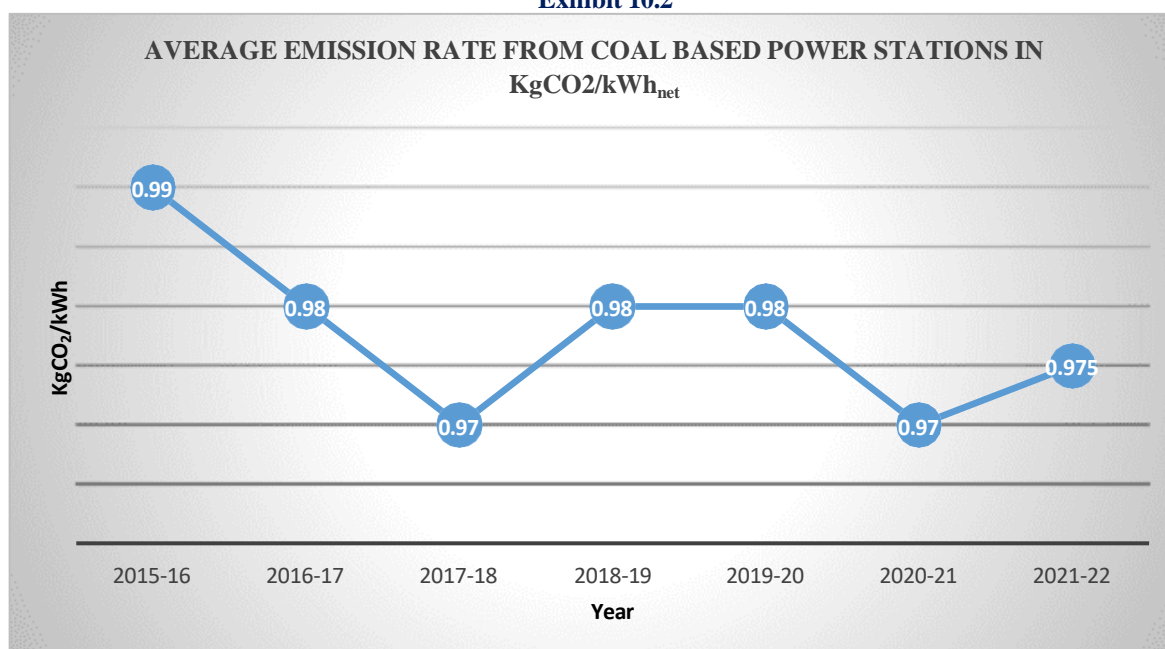
Table 10.8**Weighted average specific emissions for fossil fuel-fired stations in FY 2021-22, in tCO₂/MWh_{net}**

Coal	Diesel	Gas*	Lignite
0.975	-	0.465	1.28

* Only gas-fired stations that do not use any other fuel. Stations that use naphtha, diesel or oil as a second fuel are excluded from the weighted average.

The weighted average emission rate of coal and lignite based generation is 0.975 kg CO₂/kWh_{net} and 1.28 kg CO₂/kWh_{net} respectively during the year 2021-22. However, the average emission rate from coal based stations has been on declining trend due to the fact that more number of efficient supercritical technology based units are getting commissioned and also due to introduction of Perform Achieve and Trade (PAT) scheme which aims at improving the efficiency of power plants.

The **Exhibit 10.2** shows the declining trend of average CO₂ emission rate from coal based power stations

Exhibit 10.2**10.6 PROJECTIONS OF CARBON EMISSIONS IN 2026-27 AND 2031-32**

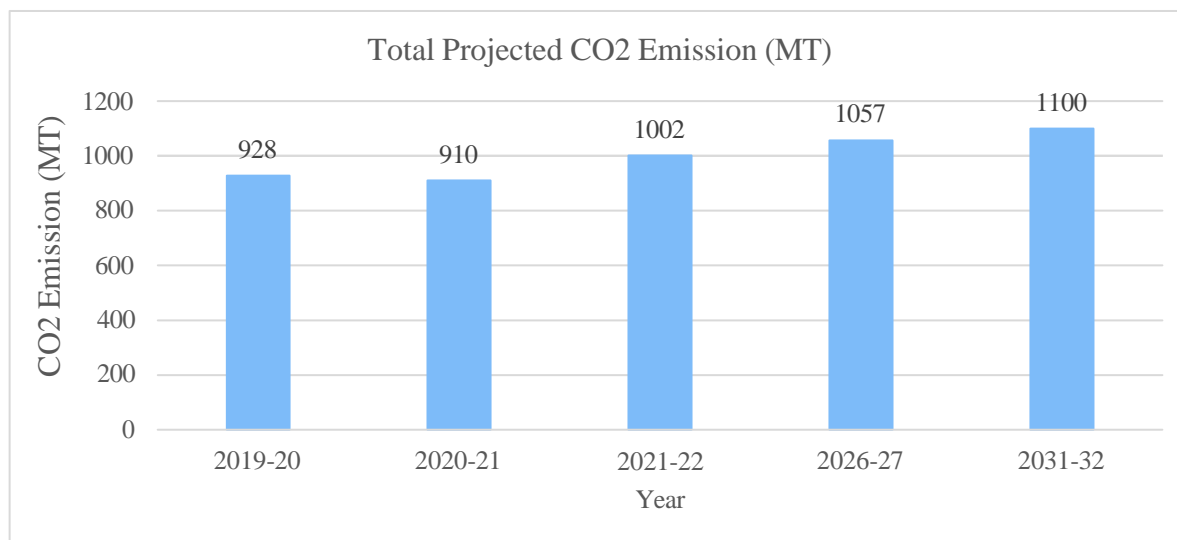
On the basis of generation from each fuel source including renewables, carbon footprint i.e. projected carbon emissions and the emission factors considering base year of 2020-21 have been worked out.

Emissions factors (gCO₂/MJ) as given for Indian Coal/Lignite in the Initial National Communication and for

Imported Coal Gas/Oil/Diesel/Naphtha as given by Inter Government Panel on Climate Change (IPCC 2006) have been considered for estimating Carbon emissions from various fuels. The methodology as given in CO₂ Baseline Database for the Indian Power Sector User Guide published annually by CEA has been followed in arriving the carbon emissions.

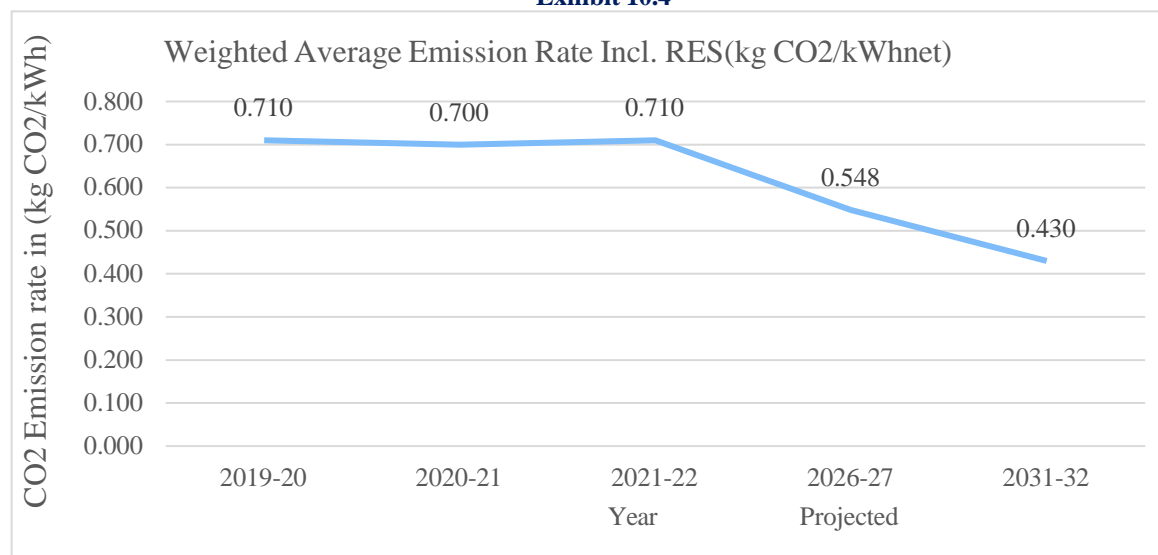
The total CO₂ emissions projected is likely to increase from 1002.02 Million tonnes in 2021-22 to 1057 Million tonnes in the year 2026-27 and 1100 Million tonnes in 2031-32 and are shown in **Exhibit 10.3**.

Exhibit 10.3



The average emission factor kgCO₂/kWh_{net} from the total generation including renewable energy sources in base case scenario has been estimated and are shown in **Exhibit 10.4**.

Exhibit 10.4



It may be seen that the average emission factor is expected to reduce to 0.548 kg CO₂/kWh_{net} in the year 2026-27 and to 0.430 kg CO₂/kWh_{net} by the end of 2031-32.

10.7 INITIATIVE OF GOVERNMENT OF INDIA TO REDUCE CARBON EMISSIONS

Mitigation of CO₂ emission is an important agenda on international level. Improving efficiency of thermal power stations is one of the effective methods to reduce CO₂ emissions which is being achieved by various schemes introduced by Government of India like Perform Achieve and Trade Scheme under National Mission on Energy Efficiency and adopting super critical/ultra-super critical technology for coal based generation. Also efficiency

improvement measures through Renovation and Modernization (R&M) of old and inefficient units is undertaken and units in which R&M is not possible are being considered for retirement. Thrust is being given for increasing the share of non-fossil fuel (renewable, hydro etc.) based generation in the energy-mix to reduce the CO₂ emissions from power sector.

10.8 COUNTRY'S STAND ON CLIMATE CHANGE- INDCS

Under the Copenhagen Accord, India had pledged to reduce its CO₂ intensity (emissions per GDP) by 20 to 25 percent by 2020 compared to 2005 levels. Also in October, 2015, India had submitted its Intended Nationally Determined Contribution (INDC) to UNFCCC. The key elements are:

- To reduce the emissions intensity of its GDP by 33% to 35 % by 2030 from 2005 level.
- To achieve about 40 percent cumulative electric power installed capacity from non-fossil fuel based energy resources by 2030, with the help of transfer of technology and low cost international finance including from Green Climate Fund (GCF).
- To create an additional carbon sink of 2.5 to 3 billion tonnes of CO₂ equivalent through additional forest and tree cover by 2030.

With the aim to enhance India's contributions towards achievement of the strengthening of global response to the threat of climate change, as agreed under the Paris Agreement, India updated its Nationally Determined Contribution (NDC) in August 2022. The key elements are:

- To reduce the emission intensity of GDP by 45% below 2005 levels by 2030.
- To achieve about 50 percent cumulative electric power installed capacity from non-fossil fuel-based energy resources by 2030.

10.8.1 SHARE OF NON-FOSSIL FUEL IN TOTAL INSTALLED CAPACITY

As on 31st Mar, 2022, share of non-fossil fuel based capacity (Hydro + Nuclear + RES) in the total installed capacity of the country is around 40%. It is expected that the share of non-fossil based capacity is likely to increase to around 57.4 % by the end of 2026-27 and may likely to further increase to around 68.4% by the end of 2031-

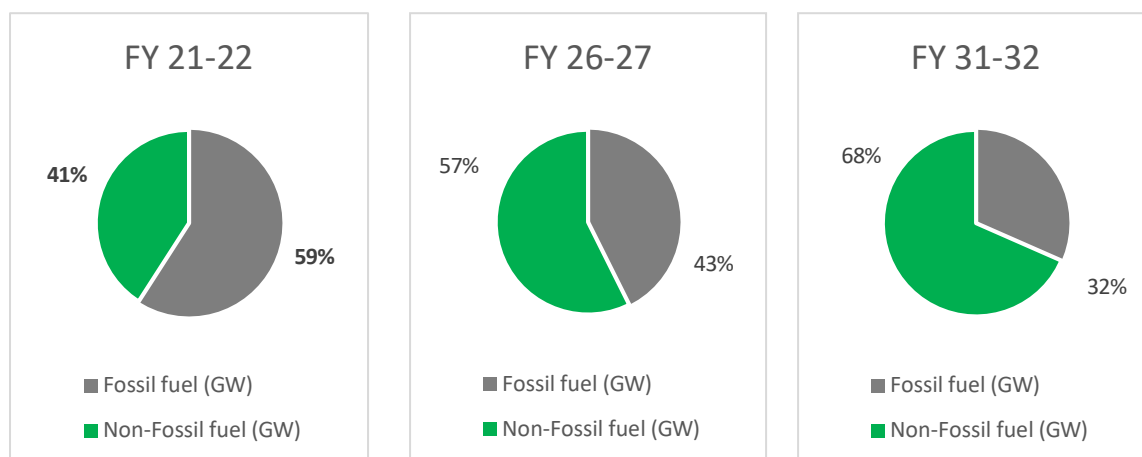
32. Details of expected installed capacity and % share is shown in **Table 10.8** and **Exhibit 10.5**.

Table 10.8

Installed capacity and share of non-fossil fuel

Year	Installed Capacity (GW)	Installed Capacity of Fossil fuel (GW)	Installed Capacity of Non-Fossil** fuel (GW)	% of Non-fossil fuel in Installed Capacity
FY 2021-22	399.5	236.1	163.4	40.9%
FY 2026-27	609.6	259.9	349.7	57.37%
FY 2031-32	900.4	284.4	616	68.41%

** Non Fossil Fuel – Nuclear and Renewable Energy Sources

Exhibit 10.5**Share of Fossil and Non-Fossil fuel based plants in Total Installed Capacity**

Note: The actual % may change to the extent of the quantum of capacity materialising and actual retirement taking place during 2022-27 and 2027-32.

10.9 CONCLUSIONS

- Government of India has taken various measures to reduce environmental emissions from thermal power stations. This includes improving efficiency of power generation, notification of stricter environment norms and retiring old and inefficient plants, Perform Achieve and Trade scheme etc.
- The average CO₂ emission rate from coal based stations in the country has been on declining trend indicating improvement in efficiency of power generation from coal based power plants.
- During 2021-22, the country has achieved Fly Ash Utilization of 259.86 Million tonnes with percentage utilization of 95.95%.
- The total CO₂ emissions projected will increase from 1002 Million tonnes in 2021-22 to 1057 Million tonnes in the year 2026-27 and 1100 Million tonnes in 2031-32.
- The average emission factor is expected to reduce to 0.548 kg CO₂/kWh_{net} in the year 2026-27 and to 0.430 kg CO₂/kWh_{net} by the end of 2031-32.
- The share of non-fossil based capacity is likely to increase to 57.4% by the end of 2026-27 and may likely to further increase to 68.4% by the end of 2031-32 from around 40% as on Mar'2022.
- Indian coal used in thermal power station generally has low sulphur content about 0.3% to 0.5% and SO_x control is being achieved as per new norms specified by MoEFCC notification.

CHAPTER 11**TECHNOLOGICAL ADVANCEMENTS AND RESEARCH & DEVELOPMENT****11.0 INTRODUCTION**

India has witnessed a phenomenal growth in the Power Sector in terms of electricity generation, capacity addition as well as development in Transmission and Distribution (T&D) systems over the last decades. This has been possible with the introduction of enabling policies and regulatory changes favourable for a competitive environment encouraging the growth. Measures like participation of the private investment in the Power Sector, adoption of state-of-the-art technologies, thrust on improvement in the efficiency of the existing plants and setting up of new plants with improved efficiency have acted as catalysts to the growth of the Sector. Concerted efforts have also rendered improvement in electricity connectivity within the country and also with the neighbouring countries for cross border transmission of electricity.

The Government of India has paid higher attention on supply of electricity at an affordable price, and to deliver it in an efficient and sustainable manner to the consumers without causing adverse impact on the environment. In order to provide clean energy to the consumers, an ambitious target of 500 GW from non-fossil fuel based capacity by 2030 has been set by the Government of India. Minimal reliance on import of products and maximal indigenous

development are the top priorities of the Government to lead the nation towards being “Aatma Nirbhar” or “self-reliant”. To materialize the above visions effectively and efficiently, and to ensure the safety, security, reliability and stability of the grid synergetic research and development (R&D) efforts are required in all the areas of power sector like generation, transmission, distribution and utilization .

The research efforts should be directed towards introduction of novel smart technologies and improving the efficiency of the Indian power system.

This chapter review the technological advancements in the Indian Power Sector and recommends the areas of Research and Development (R&D) to be taken up during 2022-27 and roadmap for future R&D initiatives in the Power Sector in the next 10 years.

The Report has been divided in five parts viz.

- i. Existing R&D facilities and research programs in Power Sector
- ii. Technological Advancements
- iii. Research and Development
- iv. Initiatives proposed for improving R&D in the Power Sector
- v. Recommendations

11.1 REVIEW OF EXISTING R&D FACILITIES AND PROGRAMMES IN POWER SECTOR

11.1.1 Facilities For Research In Power Sector

R&D activities in the power sector are presently being pursued by different institutes under the control of the Organizations /Ministries in the Central Sector, State Sector and Private Sector. The organizations may be the Central Government Ministries/Departments, Autonomous Bodies, Central Public Sector Undertakings (CPSUs), Academic Institutes, R&D organizations, Private Sector organizations etc. The following Institutions are actively engaged in R&D in the power sector:

- Ministry of Power (MoP), Ministry of New and Renewable Energy (MNRE), Department of Science and Technology (DST), Ministry of Human Resource Development (MHRD) now known as Ministry of Education(MoE), etc.
- Central Power Research Institute (CPRI)
- Electrical Research & Development Association (ERDA)
- Academic Institutions like Indian Institute of Science (IISc), Indian Institute of Technologies (IITs), National Institute of Technologies (NITs), Engineering colleges and other Institutions
- CPSUs like BHEL, NTPC-NETRA, NHPC, SJVNL, POWERGRID, THDC etc
- National Institute of Wind Energy (NIWE), Chennai
- National Institute of Solar Energy (NISE), Delhi
- Sardar Swaran Singh National Institute of Bio-Energy (SSS-NIBE), Kapurthala
- Gujarat Energy and Technology Research Institute (GETRI), Vadodara
- R&D laboratories/institutions like CSIR, CMET, and TERI working on energy related areas

Apart from the above, Private sector organizations like Adani Power, Tata Power, Reliance Energy, L&T, TERI, GE, Siemens etc. also undertake research in the areas of their interest in the Power Sector.

Central Electricity Authority (CEA) promotes research in the matters affecting the generation, transmission, distribution, grid operation and power markets of electricity.

The research arms of major CPSUs aim at introduction and absorption of new technologies primarily through project routes. Major manufacturers like BHEL, ABB, GE etc., have their own R&D set up, focusing on product development. As in recent years, the Power Sector is adopting the Information Technology (IT) advancements, it is suggested that the IT product development should incorporate development, security, and operations (DevSecOps) theme. Cyber Security by design should be imbibed in all technological developments undertaken by the above stated organizations. It is expected that all organizations involved in Research & Development must have a cyber security cell inbuilt to take care of cyber security needs in the present scenario.

11.1.2 Schemes for funding research in Power Sector

The Ministry of Power is promoting Research and Development for the Indian Power Sector through CPRI, under the “R&D schemes of Ministry of Power being implemented through CPRI”. Ministry of Power funds these schemes, CPRI and CEA monitors and co-ordinates the three R&D schemes viz:

- (i) R&D under National Perspective Plan (NPP)-under which projects with industry collaboration are funded
- (ii) Research Scheme on Power (RSoP) under which R&D projects from IISc, IITs, NITs, CSIR, Utilities and other reputed institutes are funded, and
- (iii) In-House R&D (IHRD) scheme for in-house R&D projects at CPRI for Augmentation of Research and testing facilities, improvements/new techniques in testing/diagnostic methods/research studies, product/Process Improvements, and for improvement in product standardization

Besides In-house R&D, CPRI also undertakes sponsored research projects from manufacturers and other agencies in different areas of specialization.

Research in specific topics pertaining to energy domain are also assisted by various Ministries like Ministry of New and Renewable Energy (MNRE) assisting projects related to renewable energy generation, Department of Science & Technology (DST) assisting basic and applied research in energy domain.

Department of Science and Technology (DST) has initiated the smart grids R&D programs, which includes national, bilateral and multilateral collaboration under Clean Energy Research Initiative (CERI) scheme. DST has supported four international research programs in this endeavour:

I. Bilateral

(i) Joint Virtual Clean Energy Centre (India-UK)

Towards the joint commitment to clean energy led low carbon economy, DST and UK together have set up Joint Virtual Clean Energy Centre on Clean Energy. This centre focuses on integration of intermittent clean energy with storage for stable power supply to the grid as well as to the grid-isolated communities.

(ii) Joint Clean Energy Research and Development Centre on Smart Grids and Energy Storage (India-US)

The Indo-US Joint Clean Energy Research and Development Centre (JCERDC) is a joint initiative of the Ministry of Science and Technology, Government of India and the US Department of Energy. The overall aim of the JCERDC is to facilitate joint research and development on clean energy by teams of scientists, technologists and engineers from India and the United States, and related joint activities, needed to deploy clean energy technologies rapidly with the greatest impact. To achieve this objective, the Indo-US JCERDC has supported a project which is multi-institutional network project viz. US-India collaborative for smart distribution system with storage (UI-ASSIST). The overarching objective of this project is to evolve the future distribution grid that will allow the increased penetration of Renewable Energy Sources (RES) and Energy Storage Systems (ESS) and to demonstrate the Distribution System Operator (DSO) functions for optimal utilization and management, interfaced with the micro grids in rural, urban and semi-urban settings.

(iii) Integrated Local Energy Systems (India-EU)

This joint initiative between India and EU aims to develop and demonstrate novel solutions, integrating all energy vectors like electricity, heating, cooling, water, wastes, etc., including possibilities offered by batteries and electric vehicles, interconnect them and optimize joint operation with increased share of renewables and higher energy efficiency. The system developed will be robust, replicable, scalable, sustainable and cost effective with low maintenance and less dependent on skilled manpower. Supported two projects, which focus on integration of a number of energy sources/vectors with or without local grid connectivity, the demo units are proposed in different locations covering rural, semi-urban and urban environments and varied climatic conditions with additional services.

II. Multilateral

(i) Mission Innovation Programme on Smart Grids

DST supported nine Smart Grids Projects in collaboration with twenty Mission Innovation member countries, which focus on integration with conventional grid, transition from conventional vehicle

to electric vehicle, financial and market strategies considering renewable penetration and cyber physical systems in smart grids.

Inter-ministerial collaborative research schemes like Uchchatar Avishkar Yojana (UAY) and Impacting Research Innovation and Technology (IMPRINT) have been initiated by the Ministry of Education for focused research on identified themes in the energy domain. Under UAY, projects to promote innovation of a higher order that directly impacts the needs of the industries are taken up while the projects on socially relevant science and engineering challenges are taken up under the IMPRINT Scheme. Now under revised scheme (i.e. IMPRINT-2), the UAY has been subsumed into IMPRINT Scheme and is being implemented through Science and Engineering Research Board (SERB) under DST. The scheme would be jointly co-chaired by the MoE and the DST.

The Utilities and manufacturers also take up research projects through their Institutional funds. Some of these projects are carried out in collaboration with academia.

11.2 TECHNOLOGICAL ADVANCEMENT

Continued and sustained efforts through involvement of various science and technology laboratories like CPRI, CSIR and Government bodies like DST, DSIR and MNRE, along with academic institutions have enabled promotion of technology in India. A strong research ecosystem is in the making by forging a closer relationship between the industry and academia through various research platforms.

In order to come up with a comprehensive list of R&D areas to be taken up in the coming years, the R&D activities and infrastructure developed by CPSUs, CPRI and MNRE during the 12th plan and 3-year action plan period were reviewed and the thrust areas investigated for research were noted.

The thrust areas which are relevant and require further research have been recommended for investigation during the years 2022-27. In addition to this, keeping in mind the future of the Indian Power Sector, new R&D areas have also been proposed for investigation.

The following are the advancements that have happened in the technological landscape of the Power Sector:

11.2.1 Advancement in Generation Technologies

11.2.1.1 Thermal Power Generation Technologies

- Material and metallurgical developments
- Developments in material for Construction of the parts/components/equipment of the plant
- Technology for latest site survey, site selection tools, and for construction of the power plant
- Ultra-Supercritical Power Plants (USC)
- Advance Ultra Supercritical Power Plants (A-USC)
- Small rating Supercritical turbine set
- Energy Conservation and Efficiency enhancement
- Digital Technologies for Thermal Power Plants
- Flexible operation of the Thermal Power Plants
- Integrated Gasification Combined Cycle (IGCC) power plants
- Air Pollution Control technologies
 - Selective Catalytic Reduction (SCR) for NO_x removal
 - Electrostatic precipitator (ESP) that uses electrostatic force to remove dust
 - Flue Gas Desulphurization (FGD) unit that removes sulphur dioxide from the flue gas
 - CO₂ Removal Technology
- Ash treatment facilities and recovery of Rare Earth Elements (REE) and useful minerals from fly ash for quality bricks
- Technologies to mitigate “blackouts”
- Compressed air storage system

11.2.1.2 Hydro Power Generation Technologies

- Material and metallurgical developments for manufacturing of the parts/components/ equipment of the plant
- Technology for latest site survey, site selection tools, and for construction of the power plant
- Pumped Storage Power Plants (PSPs)
- Power plant renovation and modernization
- Operation and Maintenance services with digital solutions
- Remote monitoring services
- Short term generation forecasting

11.2.1.3 Solar Technologies

- Concentrated Solar Plants (CSP)
- Photovoltaic solar plants - rooftop/ground mounted/floating
- Energy yield prediction
- Site Selection
- Plant design
- Permits, licensing and environmental considerations
- EPC Contracts
- Construction
- Operation and Maintenance (O&M) services with digital solutions
- Plant instrumentation and control system
- Plant upgrade technologies
- Power plant assessment and engineering
- Predictive management of fluids in solar energy plants:
 - which helps sustain the life-time of a Heat Transfer Fluid (HTF)
 - which avoids costly and unnecessary interruptions to operations through pre-planned maintenance
- Remote monitoring services
- Technologies for disposal after end of life

11.2.1.4 Wind Power Technology (offshore /onshore)

- Integration of offshore wind with wave and tide energy in coastal and near shore regions.
- Ocean temperature gradients for power and desalination.

11.2.1.5 Geothermal technology

Geothermal energy is one of the promising energy resources in India, especially in the Himalayan region. In addition to power generation, geothermal energy can cater to space and process heating requirements and improve the energy resilience of this region. A review of international best practices indicate the medicinal value and energy/mineral recovery potential of this resource.

11.2.1.6 Tidal Power generation

- Marine and hydrokinetic (MHK) technology (captures energy from the natural motion of ocean water, such as waves or tides)

11.2.1.7 Energy Storage System

- Concentrated Solar Power (CSP) thermal energy storage - in molten salt form
- Battery energy storage systems (BESS)

- Pumped hydro storage, where water is pumped uphill into a reservoir and released to power turbines when needed
- Compressed air energy storage (CAES)
- Super capacitors, Capacitors Energy Storage System (CESS)
- Superconducting Energy Storage System (SMES)
- *Mechanical Energy Storage System (MESS)*
- Thermal Energy Storage Systems (TESS) for cooling and heating using phase change material
- Flywheels

11.2.1.8 Other forms of energy generation

- Biomass combustion or co-firing
- Municipal solid waste incineration
- Removal of waste heat and energy generation from the conversion of water-to-steam-to-electricity
- Natural-gas-fired fuel cells
- Hydrogen Fuel Cells
- Emergency backup generators, usually fuelled by gasoline or diesel fuel
- Tri-generation or Combined Cooling Heat and Power (CCHP)

11.2.2 Advancement in Transmission Technologies

11.2.2.1 Gas Insulated Switchgears

- Non-flammable gas insulated transformer
- Advanced Site Assembly (ASA) transformer
- Small, light-weight, easy-to-handle polymer-type arrester
 - silicone direct moulding type
 - composite insulating tube type

11.2.2.2 Voltage and Reactive Power Control

- Flexible AC Transmission System (FACTS)
 - Shunt devices like static VAR compensator (SVC). A Static VAR Compensator (SVC) is a fast acting power electronic device used to dynamically control the voltage in a local area or at an interface point.
 - Thyristor controlled reactors (TCR)
 - Thyristor switched reactor (TSR)
 - Thyristor switched capacitors (TSC)
 - Static Synchronous Compensator (STATCOM), which are mainly used for voltage control and reactive power flow control
 - Static Synchronous Compensator (STATCOM)
 - Voltage Source Converters (VSC)
 - Insulated Gate Bipolar Transistor (IGBTs)
 - Integrated Gate Commutated Thyristors (IGCTs)
 - Series devices like Thyristor-Controlled Series Compensation (TCSC), and Static Synchronous Series Compensator (SSSC), Thyristor Controlled Phase Angle Regulator (TCPAR)
 - Series-shunt device such as Unified Power Flow Controller (UPFC)]

11.2.2.3 Frequency Converter (FC) systems**11.2.2.4 HVDC system for improving the power transmission efficiency and enhancing the interconnection of asynchronous grids**

- Voltage Source Converter (VSC) with state-of-the-art Modular Multilevel Converter (MMC) technology
- Line-Commutated Converter (LCC) for long-distance large-capacity transmission

11.2.2.5 HVDC Power Transmission

- Mass Impregnated HVDC Cables
- Extruded Cross Linked Poly Ethylene (XLPE) High Voltage Direct Current (HVDC) Cables
- GIS for HVDC system in order to overcome space limitations
- New type and configuration of towers to reduce the height and right-of-way (RoW)
- HVDC underground and submarine cables
- Line Commutated Converter (LCC) technology
- Voltage Source Converter (VSC) technology
- Insulated Gate Bipolar Transistors (IGBT), which provide the switching between HVAC and HVDC systems
- DC Gas insulated lines

11.2.2.6 HVAC Power Technologies**11.2.2.7 HVAC / HVDC Hybrid System**

- HVAC / HVDC system interaction
- Hybrid HVAC / HVDC overhead lines

11.2.2.8 Electronic Devices and Components**11.2.2.9 Gas insulated lines****11.2.2.10 Overhead Lines**

- Overhead lines (OHL)
- Aluminum Conductor Steel Supported (ACSS)
- Aluminum Conductor Composite Core (ACCC)
- Aluminum Conductor Composite Reinforced (ACCR)
- Aluminum Conductor Steel Reinforced (ACSR)
- High Temperature Conductors (HTC)
- Real Time Thermal Rating (RTTR)

11.2.2.11 HVAC cables

- Onshore cable technology
- Offshore cable technology
- HVAC extruded insulation cables for the submarine connections

11.2.2.12 HVAC Substations, Breakers, Bus Bars, Disconnectors and Power Transformers**11.2.2.13 Control and Monitoring Devices**

- Power control devices: Flexible AC Transmission Systems (FACTS), phase-shifting transformers (PST)
- Monitoring devices and systems: Synchrophasors, Wide Area Monitoring System (WAMS), Phasor Measurement Units (PMU), Wide Area Protection Systems (WAPS).
 - WAMS- The main application of synchrophasors is in the field of system monitoring with Wide Area Monitoring Systems (WAMS).

- PMU – PMUs are used to provide synchronized measurements of voltage and current phasors for power system monitoring and analysis, state estimation, control and protection. PMUs are also used for detection and diagnosis of power grid problems.
- WAPS- The main benefits of Wide Area Protection Systems (WAPS) are in on-line monitoring, protection systems and off-line analysis.

11.2.2.14 Control and Monitoring System

- Next generation Energy Management System (EMS)
- Real-time monitoring and control system
- Technologies to reduce transmission and distribution (T&D) losses
- Advanced Analytics and forecasting
- Disaster Management System

11.2.2.15 Development of 1200 kV transmission technologies:

- 1200 kV sub-station, circuit breakers, shunt reactors and controlled shunt reactors for dynamic reactive power compensation.
- Development of High Energy (55 MJ) ZnO blocks for lightning arrestor of class 5 duty is required for dissipation of high energy.
- Development of operating mechanism for 1200 kV dis-connector is essential in the light of Ultra High Voltage (UHV) transmission system technology.
- Rupture proof tank for transformer and reactor
- Development of faster and cost effective Pressure Relief Device (PRD)
- Development of insulated cross arm towers for optimizing RoW requirement

11.2.3 Advancement in Energy Distribution Technologies

11.2.3.1 Inclusion of Distribution Automation

Detailed investigations and developments are in progress on power distribution systems and the monitoring of apparatus. These are on:

- a. “Digital Technology” based on the application of semiconductor high-speed elements
- b. Intelligent substations applying IT (Information Technology)
- c. System configurations aimed at high-speed communication

Incorporated in these are demands for the future intelligent control of substations, protection, monitoring, and communication systems that have advantages in terms of high performance, functional distribution, information sharing and integrated power distribution management also closely knit for cyber security requirements. Such technologies include:

- Intelligent/Digital Substation
 - Concept of Intelligent/digital Substations
 - Apparatus Monitoring System (AMS)
 - Protection and Control
- Latest Protection and Control System
 - Trends in Protection and Control Systems
 - Unified Protection and Control Unit
 - Remote Control Functions by Web Correspondence
 - Connection between Protection/Control Equipment and Apparatus
- Advanced Equipment and Components

- Power Electronics
- AC and DC Lines and Cables
- Fault Locators
- IoT Devices
- Distribution Transformers - Potential for Future Deployment
- Sensing, Measurements, Communications, and Controls:
 - Data Acquisition systems (DAS)
 - Supervisory Control and Data Acquisition (SCADA) systems
 - Remote Terminal Units (RTUs) collecting field data via communication systems
 - Advance/Automatic Distribution Management System (ADMS)
 - Intelligent Electronic Devices (IEDs),
 - Global Positioning System (GPS) signals
 - Geographical Information System (GIS)
 - Outage Management System (OMS)
 - High-bandwidth communication
 - Smart meters
 - Advanced Metering Infrastructure (AMI)
 - Two-way communications and 4-quadrant metering
 - Integrated Communications
 - Advanced Control Methods - Potential for Future Deployment
- Improved Decision-Support Tools (IDST)
 - System Operations
 - Grid visualization
 - Decision support
 - Demand based supply, production and distribution through integrated EMS
 - Systems operator training
 - Potential for Future Deployment

11.2.3.2 Applications of Artificial Intelligence (AI)/Machine Learning (ML)

11.2.3.3 Cybersecurity

- *Accelerating research, development and demonstration of resilient energy delivery systems*
- *Evaluation of IOT and SCADA upgrades with a security first mind-set*
- R&D on the adaptability of Information security controls for the energy utility industry given in ISO 27019:2017 in ICS of Power Utilities
- For every Power Utilities, Integrated Security Operation System (I-SoC) need to be in place for visibility of Security in IT-OT integrated environment and application of appropriate security controls to protect them from cyber-attacks
- Secured data and device interoperability

11.2.3.4 Microgrids and Virtual Power Plants

- Distributed Power Generation (DPG)
- Microgrids (MG)
- Virtual Power Plants (VPP)
- Smart Grids (SG)
 - Controls
 - Automation

- Grid Integration
- Development of new equipment to penetrate Renewable Energy into conventional grids

11.2.3.5 Software for Grid Management

11.2.3.6 Social media presence and Automated Messaging

11.2.3.7 Standards development for data interoperability, cybersecurity, IoT, and field devices communication

11.3 RESEARCH AND DEVELOPEMENT

It is observed that India has been at the forefront of technology deployment but not very much on development. With the technological advancements happening across the globe at a very fast pace, it is of utmost importance to identify the right technologies at an early stage, tailor them to Indian needs and research on them in India so that the same can be imbibed in the Indian Power System at an early stage. In view of the “Digital India” and “Swachh Bharat” missions led by the Government of India, special emphasis has to be given for areas of immediate importance right from “cyber security” up to “waste to energy”. The adoption of technology should be seen with the cyber security threats involved and their possible mitigation.

All efforts are to be directed towards realization of an “Aatma Nirbhar Bharat (self-reliant India)”, thus the R&D outcome should lead to indigenization of the major equipment/components in Power Sector.

The focus areas of research for the Power Sector for the next five years have been categorized into five different conventional categories, viz. Generation, Transmission, Distribution, Renewables including Microgrid, Smart Grids and reducing adverse effects on Environment and Cyber Security.

The category wise details of the thrust areas of research are as follows:

11.3.1 Electricity Generation (Conventional Sources)

The major challenge to the power sector is to optimally make use of the generation resources so that there is no short fall from the generating end as well as to provide reliable and cost-effective power supply to the customers. Efforts are to be made to achieve the above goal in a sustainable manner without causing harm to the environment.

Generation sector is in the midst of a paradigm shift. With the capacity addition of renewable energy (RE) in India the thermal power plants are forced to operate in cyclic manner and with frequent ramp up and ramp down. Also, most of the thermal power plants are forced to operate at part load for substantial period. All these indicate that novel technologies and strategies have to be devised to make the thermal power plants more flexible and extract maximum benefit from both renewable as well as conventional plants in a sustainable manner in future.

At present although solar, wind and other sources of renewable energy have gained momentum; still the thermal power generation caters to majority of the load demand. RE plants are dependent on the various factors like wind speed and solar irradiance, and are not available for long periods at a stretch. During the period of absence of renewable energy, dependence would be exclusively on conventional power sources or energy storage. Hence, it is important to focus on improving the conventional generation system, including aspects like better plant design, increasing efficiency, improvement in fuel quality and waste heat recovery. Although, RE is a good support for the energy security as deployment of RE leads to saving of equivalent fossil fuels, the role of the conventional plants in meeting the peak and seasonal demands cannot be undermined. Following are the different technologies with proposed prototypes and pilot plant demonstration for implementation:

11.3.1.1 R&D for Thermal Power Generation

Some of the important areas of R&D in Thermal Power generation are identified as follows:

11.3.1.1.1 IGCC Technology

Integrated Gasification Combined Cycle (IGCC) integrates a coal gasifier, a gas clean up system and gas turbine in a combined cycle mode where coal is gasified with either oxygen or air. The resulting synthesized gas (or syngas) consisting of primarily hydrogen and carbon monoxide is cooled, cleaned and fired in a gas turbine. The technology has shown capability of power generation at higher efficiency and lower emission levels with respect to pulverized coal combustion technologies as demonstrated in the USA, Netherland and Spain.

Research in IGCC technology may be focused to open up new product areas along with electricity generation like liquid fuel generation, hydrogen production, pre-combustion CO₂ capture and integration of fuel cell which may provide future options of zero emission coal technologies with higher efficiency.

11.3.1.1.2 Carbon Capture and Utilization Techniques

The impending danger of climate change and pollution is very much evident today. Carbon dioxide is one of the main greenhouse gases that are the cause for global warming and climate change. One of the primary sources of the increase in atmospheric CO₂ is the combustion of fossil fuels.

The development and installation of technologies for reducing the carbon intensity of existing power plants is an important area and requires focused research efforts. Carbon Capture (post-combustion) and Utilization (CCU) coupled with fossil energy-based power plants is considered as a key technology with significant potential to mitigate carbon emission while limiting climate change.

Despite the fact that various carbon capture techniques have gained maturity in the past, there are many challenges associated with it such as high cost, large scale deployment, etc. Further, the technologies for conversion of CO₂ to useful products is also very costly and proprietary of few companies around the world. Significant efforts are required for the development and indigenization of above mentioned technologies and should be a priority area for research in the Power Sector.

Cost effective capture of CO₂ and its conversion to 'value added' products should be taken in a focused manner so that the entire initiative first becomes self-sustainable and thereafter create new revenue stream for power stations. In this regard, it is suggested to develop, design and setup reasonable scale demonstration plant in following domain:

- Liquid Fuel equivalent by catalytic hydrogenation of power plant CO₂ : Likely products – Methanol (Petrol equivalent), Di-Methyl Ether (Diesel equivalent)
- High value chemicals by reformation of power plant CO₂: Likely products – Olefins, Formaldehyde, Formic acid, Acetic acid etc.
- Carbon Black by catalytic reduction of power plant CO₂: Likely products – Carbon black, Carbon nano tubes, Carbon nano particles etc.
- Carbonated Fly Ash Aggregate, Concrete from power plant CO₂: Likely products – Fast curing concrete (21 hours instead of 21 days), coarse aggregate.
- Photo-Bio-Reactor for synthesis of power plant CO₂ to high value human grade nutrients: Likely products - Beta Protein, Omega 3 Fatty Acid (Veg Fish Oil), Laminaria - Anti Ageing cosmetic.

11.3.1.1.3 Ash Utilization Technologies

Fly ash is a by-product of power generation with coal. Combustion of coal in thermal power plants produces either fly ash or bottom ash. Ash Disposal is a major problem because of the sheer magnitude of its quantity produced from thermal power generating stations. It is also a serious threat to environment as it adversely affects the flora and fauna. Disposal in the form of slurry requires large area of land as well as water, which are scarce commodities now a days.

Sustainable method for 100% ash utilization is the key concern of thermal power sector. Over the years many new technologies for ash utilization have been developed but still full utilization of ash is a distant goal. Following research studies should be conducted for development of new segments having long term potential of ash utilization:

a) Development of Construction materials:

- i. Like bricks etc.

b) Development of other products: Recovery of valuable minerals and treat fly ash suitable for quality ceramics and other products.

c) New technology advancement for High Volume Ash utilization such as

- i. Fly ash and Pond Ash to Controlled Low Strength Material (CLSM)
- ii. Geo Polymeric (GP) Concrete road with GP aggregate
- iii. Use of Coarse Fly Ash for cement production
- iv. Development of Angular shaped fly ash aggregate

11.3.1.1.4 Technologies for conservation of water in Thermal Power Plants

Various Innovative technologies are the need of the hour for reducing water requirement in power plants as well as improving the quality of water used to prevent long term damage of the components due to water. Following new areas should be implemented:

- i. Application of advance technologies for water treatment and handling in Thermal Power plants
- ii. Desalination of sea water to be used in thermal power plants
- iii. High Water and energy recovery from waste water system
- iv. Electrochemical process for descaling
- v. Custom Non-Chemical Solution for water treatment: Ozone (O₃) and Ultra-violet (UV) treatment
- vi. Advanced technologies for treatment of waste water for emerging pollutants and geogenic contaminants as a part of the thermal power plants
- vii. Advance chemistry for water conservation: higher Cycles of Concentration (COC) formulation of cooling water system

11.3.1.1.5 Waste Heat Recovery Systems for enhancing the power plant efficiency

The thermal power plants operating on Rankine power cycle normally achieve power generation efficiency in the range of 35–40% depending on various site conditions, turbine inlet steam conditions and design of equipment etc. Balance of the heat input is essentially lost as condenser losses (about 48–50%) and boiler exhaust gas losses (about 6–7%) besides other nominal losses viz. radiation losses, un-burnt carbon losses etc. In a 500 MW unit, about 25 MW of thermal heat would be available if the flue gas temperature is dropped, say, from 140°C to 110°C. The major challenge in low temperature heat recovery system is the requirement of large heat transfer area and thus additional pressure drops, which increases the cost of the system. Use of waste heat recovery system, though desired for obvious cost benefits, is equally important for environmental protection since lower quantity of fossil fuels shall be burnt for same quantum of useful energy.

Efforts are being made in developing technologies where waste heat can be gainfully recovered and applied to:

- (i) Produce refrigeration/air-conditioning using Vapour Absorption/Adsorption Machines (VAM) based on Li–Br, Ammonia absorption system
- (ii) Plant cycle efficiency improvement using condensate pre-heating and fuel oil heating
- (iii) Produce electric power independent of the main plant Turbo-Generator (TG) set using aqua-ammonia Cycle or Organic Rankine Cycle
- (iv) Flue Gas Desalination of sea water
- (v) Flue Gas Blow down recovery

11.3.1.1.6 Advanced surface engineering technologies for higher life expectancy of Thermal plant components

The surface engineering technologies are becoming essential in critical applications of power plants involving wear, erosion as well as corrosion. Thus the immediate technological requirements to be addressed in respect of damage tolerance capacity of materials are development of high temperature wear and erosion resistance materials for thermal components (Burner, liner and shield).

11.3.1.1.7 The other important areas where research advancement/ assessment is required for Thermal Power Generation include the following:

- Advanced Ultra Supercritical (AUSC) technology
- Identifying the impact of cyclic loading on power plant components due to increased renewable penetration in the grid
- Online coal sampling
- Technological advances in syngas cleaning especially at higher temperature in IGCC (Integrated Gasification Combined Cycle) technology
- Improvement of Electrostatic Precipitator (ESP) performance
- High temperature wear and erosion resistance of thermal components (Burner, liner and shield etc.)
- Design and Development of Last Stage Steam Turbine Blades and balancing of flue gas flow inside boiler for

Improved Performance

- Boiler combustion Computational Fluid Dynamics (CFD) modelling of sub and Supercritical boilers
- Development of Nano particles for application in high thermal coefficient lubricants, additives in water to reduce evaporation losses
- Advanced non-destructive testing/non-destructive examination (NDT/NDE) based diagnostics and inspection tools for condition assessment of plant components such as in-situ inspection of Low Pressure (LP) Turbine Blades by Ultrasonic Phased Array
- Establishment of advanced facilities for coal combustion/blended coal combustion evaluation studies
- Development of technologies for on-line measurements of coal flow, fineness, heating value, and balancing for combustion optimization in utility boilers, sensor systems for online fuel calorific value and un-burnt carbon in ash measurement
- Robotic Inspection of inaccessible/congested/hazardous areas inside boilers and other enclosures
- New improved methods of prevention of scaling on turbine blades and piping system in thermal power plants
- Application of nano technologies in thermal power plant
- Application of latest technologies such as Drone/ Light Detection and Ranging (LiDAR), Robotics, in power plants mission control technologies including control/mitigation of Nitrous Oxides (NOx), Sulphur Oxides (SOx) emissions
- Feasibility study on Co-firing of Biomass in conventional thermal plants
- Development of non-air gasifiers like steam gasifiers
- Quantitative and Qualitative analysis of deposit, solvent selection and post operational chemical cleaning recommendations for boilers
- Robotic Inspection of Low Temperature Super Heater (LTSH) tubes without lifting tube panels
- Alloy analysis for identification of material mix-up in boiler, turbine auxiliary etc.
- Condition assessment of super heater/re-heater tubes of ageing boilers through accelerated creep testing
- Metallurgical Failure analysis of pressure parts components
- Wear debris analysis – lubricating oils of rotating components
- Analysis of deposits of boiler, condenser, effluents, ash, cooling waters, coal, etc. using equipment like atomic absorption spectroscopy (AAS), X-ray diffraction (XRD), Ion Chromatography (IC), Total Organic Carbon (TOC), Energy Dispersive X-Ray Analyzer (EDX) , etc.
- Monitoring of ion exchange resins and activated carbon for capacity and kinetics from stations
- Diagnosis of vibration problems of rotating machines
- Condition Monitoring and life assessment of high voltage transformers through Dissolved Gas Analysis (DGA), Polarization and Depolarization Current (PDC) measurement, Recovery Voltage Method (RVM) measurements and Furfural content and degree of polymerization
- Specialized analytical support for characterizing the turbine deposits, corrosion products, heavy metals in effluents, etc.
- Switchyard condition assessment by early detection of incipient faults

11.3.1.2 R&D initiatives for Hydro Power Generation Sector

India is blessed with immense amount of hydroelectric potential and ranks 5th in terms of exploitable hydro-potential on global scenario. As per assessment made by CEA, the total hydroelectric potential from large hydro (above 25 MW) is 2,35,590.6 MW. Out of this pump storage potential is 90,270.6 MW and balance hydroelectric potential is 1,45,320 MW. Research in the area of Hydro-electric power generation should get prime focus and issues such as widening of operating ranges for turbines, development of suitable coatings to avoid silt erosion, transient operation of turbines etc. should be minutely studied.

The following are the broad R&D areas to be explored:

1. Cavitation/Vortex rope mitigation

2. Silt erosion and corrosion

Following areas are identified which can be addressed by further research and development:

- New superior silt erosion resistant and anti-acidic materials for water carrying/under-water components/parts/equipment such as hydro turbine blades, runner, guide vanes, water conductor system etc.
- Application of GIS/GPS in River Flow Discharge Measurement, flood forecasting for generation planning
- Application of short term weather forecast in generation planning
- Analysis and Monitoring of cavitation phenomenon in Turbines
- Rock Stabilization techniques for large size caverns

Following are the areas where technological advancement should be considered:

- Tunnel construction techniques/methodology in Soft Rocks/Fragile Himalayan Geology for safe and expeditious construction
- Measures to tackle Bad Geology during Excavation of Tunnels and Construction of Dam Foundation as seepage control measure for construction of Dam
- Indigenous development of variable speed drives for PSPs
- Analysis of measures to increase service life for Silt Flushing Gates, Numerical Flow Simulation, Performance Optimization of Hydro Plant components and for Improving De-silting Chamber Efficiency using Computational Fluid Dynamics (CFD)
- Indigenous development of software on O&M methods including High Risk Predictive Maintenance based on past experiences and specific to HEPs
- Indigenous development of software for control and protection system of Hydro Power plant against cyber-attacks on the infrastructure. (It may be made common for entire Power System)
- Development of coating materials or metal alloys for underwater parts which are resistant to acidic water prevalent in North-Eastern Part of India
- Use of nanotechnology to optimize and upgrade the control & protection system (It may be made common for entire Power System)
- A strategic start-up and shutdown technique of the Francis turbine may be developed considering transient dynamic behaviour and runner blade loading during no-load run/run-away, load rejection, and start-up as well as shutdown of the turbine
- Indigenous development of PTFE (Polytetrafluoroethylene) material for Bearings and high grade quality XLPE compound for electric cables
- Indigenous development of CRGO Steel and Resin Insulated Paper (RIP)/Resin Insulated Synthetic (RIS) conductor bushing. (It may be made common for entire Power System)
- Research in the area of developing compact generators and transformers
- Generator modernization to increase efficiency
- Site assembly and acceptance testing of 400 kV and above Generator-Transformers (GTs)
- Monitoring system for on-line measurement of turbine efficiency
- Construction methodology for arch dams
- Indigenous development of Splitter Runner for higher capacity turbines
- Indigenous development of Computational Fluid Dynamics (CFD) tools for optimization of hydro turbine design for enhanced efficiency and minimize cavitation

11.3.2 Thrust areas of research for Power Transmission

The R&D in power transmission shall focus on a reliable, safe and efficient systems for transfer of electricity. While utilities/organizations shall give more impetus on demonstration and evaluation of new technologies through pilot projects, manufacturing organizations shall give more stress on development of new technologies/products. The areas of focus for research and development have been highlighted as follows:

11.3.2.1 New designs for Transmission Towers and Conductors

Transmission towers and conductors play major role in power transfer. To meet the growing demand for power in urban and industrial areas there is a need for transfer of huge quantum of power from generating stations. Due to the constraints in getting environmental clearances, and acquiring Right of Way (RoW), introduction of compact transmission lines is an alternative choice to conventional ones. The compact transmission lines have the advantage of reduced RoW and reduced tower dimensions.

Re-conductoring of existing lines with High Temperature and Low Sag (HTLS) conductor is a viable option to increase the power transfer capacity. Design aspects of compact towers and feasibility study of different types of HTLS conductors are to be explored for implementation.

The growing concerns about environmental impact of transmission line construction and protest against siting of towers added with the requirement of reducing tower material, necessitates new tower designs with reduced right of way and slimmer structure.

Development of high temperature electrical conductors for transmission lines is essential, keeping in view of bulk power transfer. The major challenges are to overcome the transmission losses, increase the power transmission on the existing lines and the development of more efficient power conductors for new lines. The development of efficient power transmission system seems to have a major stake in the future of transmission system and will become the national priority keeping in view the current scenario.

11.3.2.2 HVDC transmission

Considering the implementation of High Voltage Direct Current (HVDC) transmission, indigenous manufacturing of equipment may be required. The research focus will cover the following aspects:

1. DC electric field, corona studies on equipment and electrodes
2. Performance of bushings under DC electric stress
3. Effects of DC stress on transformer insulation
4. Ageing studies
5. Development of diagnostic tools
6. Overhead transmission Lines
7. Bushings and transformer

Some of the other potential areas of research are as follows:

- Voltage Sourced Converter (VSC) based HVDC transmission has become an attractive option for bulk power transfer between meshed grids. The advantages of VSC based HVDC transmission are high controllability of active and reactive power at the converters terminal and the ability to improve the stability.
- High Speed Grounding Switches (HSGS) for HVDC systems are required to connect the station neutral to the station ground, if the ground electrode path becomes isolated.
- The concept of transformer less HVDC transmission.
- To adopt the VSC based HVDC transmission technology, High Speed Grounding Switches for HVDC systems and to adopt the concept of transformer less HVDC transmission system in power sector, pilot project study is required to be undertaken to gain the experience for wider acceptability and implementation.

11.3.2.3 Development of controllers for Flexible Alternating Current Transmission System (FACTS) devices.

Application of FACTS devices in Indian power system is proposed as it has been extensively supported through system studies. Research in the direction of developing indigenous FACTS devices with the objective to design and develop controls for FACTS devices such as: Static Compensator, HVDC, multi-terminal HVDC, switchable shunt reactors, series and shunts HVDC taps, Unified Power Flow Controller (UPFC), Interline Power Flow Controller (IPFC), and static synchronous compensator (STATCOM), Static Synchronous Series Compensator (SSSC) and deploy in the network. The controller performance is to be studied in real time.

There is a need to develop controller for controlled switching of circuit breakers, which can close or open the contacts of circuit breaker by time dependent control of trip coils, to eliminate undesirable transients. Substantial research in this direction is required.

11.3.2.4 Design and development of equipment for 1200 kV UHV AC System

Power sector growth necessitates development of indigenous technology for power absorption into the network at

higher voltage levels, mainly to strengthen the system and power evacuation. The key equipment to aid in 1200 kV UHV transmission systems should be indigenously developed.

11.3.2.5 Design and development of seismic resistant substation

It is necessary to maintain reliability and safety of electrical equipment during and after an earthquake. This depends on the seismic response of individual substation components such as transformer, bushings, switchgear etc.

11.3.2.6 Exploring features of technologies like Machine Learning and Artificial Intelligence, Big data, Internet of Things, Cloud computing, Block chain etc. for application in power system operation and monitoring

In the current era of Industry 4.0, where the influence of IT and communication technology has been making a big change in the lives of citizens, capabilities of Machine Learning and Artificial Intelligence, Big Data, capacity of Internet of Things, power of cloud computing, security of block chain architecture etc. needs to be explored and applied in the power transmission system to make it more secure, efficient and reliable.

11.3.2.7 Explore alternative fluids for transformer oil like Nano-doped oil and environmental friendly fluids

Nano-fluids are a class of fluids having stable suspensions of nanoparticles, with sizes typically less than 100 nm. Nano-particles when mixed in transformer oil could improve various electrical and thermal properties as found from various research studies. Such promising Nano-material doped oils could be developed further for improving the operational performance of transformers. In addition, biodegradable alternatives to transformer oil like natural esters could also be developed to make transmission system environment friendly.

11.3.2.8 Explore environmental friendly dielectric gas as an alternative to SF₆ gas

SF₆ being a greenhouse gas leaves significant impact on environment in case of release into atmosphere due to leakages. Development of environment friendly alternatives to SF₆ gas could be taken up to reduce the effect on environment caused by transmission system equipment.

11.3.2.9 Development of Inspection Robot for monitoring and maintenance of Transmission Lines and Substations

A remote controlled transmission line inspection and maintenance robot, which autonomously crawls along the high voltage line conductors and relays data to the control module as well as do minor maintenance tasks on line, could help in efficient management of the transmission system. Likewise, an autonomous substation robot, which could perform regular inspection for any damages in switchyard equipment and components, could also be developed. Use of such robots will also allow utility staff to access areas in transmission lines and substations that are manually difficult to inspect. Cyber Security implications that may arise due to the implementation of this feature may be kept in perspective before implementation.

11.3.2.10 Development of transformer inspection robot

For a human being to enter inside the confined space of transformer for inspecting the internal components of transformer is a dangerous task. This human inspection requires significant downtime due to the lengthy process of draining oil and refilling again after inspection. A transformer inspection robot will help immediate inspection of the transformer after taking outage thus saving cost and time.

11.3.2.11 Development of real-time wide area protection system with Phasor Measurement Units (PMUs)

Currently, synchro phasor measurements are used mainly for power system monitoring, model validation, post-event analysis, real-time display etc. However, synchro phasors have a greater potential than monitoring and visualization. Real time synchro phasor measurements can be utilized in control and protection schemes, called as Wide Area Monitoring, Protection, and Control Systems. These schemes will take action for protection and control of power system using synchro phasor measurement on real time basis thus providing fast and automated solution for grid operations. In addition, it will be helpful in real time power swing detection, fault detection, voltage stability, power oscillation damping and network islanding schemes. Reliable transmission of data from PMUs to the control station must be ensured.

11.3.2.12 Other major areas of Research and Development in Transmission domain are mentioned below:

- System Security and Operator Training software and simulation tools
- Gas Insulated Transmission Lines (GITL)
- Extra High Voltage (EHV) Cables and submarine cables for bulk power transmission
- Superconducting Magnetic Energy Storage System (SMES)
- Alternate Fault Current Limiters

- a. **Superconducting Fault Current Limiter development and field trial:** Superconducting fault current limiting devices rely on the property of superconductor element to undergo transition from superconducting state to resistive state on subjecting to current above its critical level. When installed in grid and once subjected to fault conditions, the rise in current above critical level is due to the system fault current, which forces the Superconductor to transit to its high resistance state, and in turn limits the fault current causing it. They have the ability to reduce fault current levels within the first half cycle of fault current level, which results in an increased transient stability of power system. These devices are self-regulating in the event of fault and are fail safe, development of which could be a much-needed breakthrough in fault current limitation techniques.
 - b. **Solid State Fault Current Limiter development:** Solid State Fault Current Limiter uses power electronics based system to detect and limit the fault currents in the system. As soon as fault current happens, before the first peak, the device dynamically inserts additional impedance into the line thus limiting the fault current to the desired level so that circuit breakers can then interrupt current. The device rely on the fast acting capabilities of components like thyristors for its near instantaneous operation.
- High quality pressboard insulation for transformers
 - Resin Impregnated Paper (RIP)/Resin Impregnated Synthetic (RIS) bushing
 - SF₆ filled large capacity power transformer technology
 - GIS mapping of transmission assets
 - Reduction of Transmission and distribution (T&D) losses
 - Transformer-less HVDC transmission
 - Development of Emergency Restoration System (ERS)
 - Reduction of Electromagnetic interference with Television (TV) and Communication signals
 - Biodegradable Insulating Oil for Transformer, lubricating oil for Turbo-Generator
 - High-voltage recovery transformers
 - Use of Robotics and unmanned aerial vehicles (UAV e.g. DRONE) in construction, supervision, operation and maintenance of power system equipment in difficult and inaccessible areas
 - Development of outer sheath of overhead conductors
 - Development of techniques for large scale Renewable Energy integration
 - Development of adaptive protection system against bi-directional power flow
 - Development of cyber secure monitoring and control system
 - Over fluxing phenomena in transformers and the means to contain and control the same
 - Elimination of stray loss in transformers
 - Magnetizing inrush phenomena in transformers and protection thereof along with specification for the same
 - Static tap-changer for transformers
 - Towers and materials for a resilient power system in cyclone prone areas of coastal belt
 - On increase of available transfer capability of transmission lines and inter/intra regional transmission capacity

11.3.2.13 Indigenous development of following technologies may also be taken up which will make India self-reliant:

- High Voltage Direct Current (HVDC) and Flexible Alternating Current Transmission System (FACTS) components
- Digital substation components including Non-conventional Instrument transformers (Optical Current Transformers / Voltage Transformers)

- Phasor Measurement Unit and Phasor Data Concentrator for Wide Area Monitoring System
- Implementation of latest technologies like Virtual Distributed Network (VDN) may be explored for safeguarding and securing the communication in power sector

11.3.3 Thrust areas of Research for Power Distribution

Distribution system is the most important part of the whole chain of Power System as it is directly connected to the consumers. A large share of system losses occur in distribution circuits and a significant amount of power system investment goes in the purchase and installation of distribution hardware. In recent times, the development of smart grid and the use of roof top solar power, storage and adoption of electric vehicles (EV) will herald a new way for distribution networks to function.

The distribution sector requires priorities in research and development since the efficiency, financial viability and losses in the distribution system affect the reliability and quality of power supply along with economic viability of the total power sector as a whole. The R&D in distribution system should be based on the following objectives:

- Providing 24x7 reliable, quality and economic power to all consumers
- Minimum technical and commercial losses
- 100% metering, billing and collection by use of meters in pre-paid mode to do away with manual metering, billing and collection deficiencies
- Using Information Technology for data acquisition, data analysis and control for better management and planning of the system
- More consumer satisfaction/faster disposal of the Consumer Grievances

The existing Distribution system needs careful attention in many areas such as reduction in losses, 100% metering, billing and collection efficiency, distribution automation, smart metering, harmonics reduction, Demand Side Management (DSM), integration of solar roof top systems, Microgrids, energy storage systems etc.

Smart grid represents a vision for a digital upgrade of power distribution system to both optimize present operation as well as to open up new avenues for alternative energy production. Improvement in reliability of distribution network can be achieved with deployment of Supervisory Control and Data Acquisition (SCADA) System/Distribution Management System (DMS)/ Advance Distribution Management System (ADMS) for remote monitoring and control of various network elements, obviating need for manned substations. DMS/ADMS extends the monitoring and control functionality of SCADA to Distribution Transformers. Remote Terminal Units (RTUs) and Fault Passage Indicators (FPIs) are installed at substations.

Some of the important areas for research in the Distribution sector is as follows:

11.3.3.1 Distribution Automation (DA)

The research and development work in Distribution sector should be aimed at developing indigenous know-how of full scale distribution automation system, which can cover from primary substations to consumer level intelligent automation. The future research initiatives for power distribution automation may be:

- Customer level intelligent automation system
- Computer aided monitoring and control of distribution transformers
- Substation and feeder level automation
- Data communication system for Distribution Automation
- Development and Standardization of Distribution Automation software

Also, IEC 61850 compliant relays and sensors for distribution automation are required to be developed for future smart grids.

11.3.3.2 Feeder Load Characteristics

Individual feeder loads differ widely in their behaviour. A methodology needs to be evolved for studying feeders in order to characterize them. The technique should be relatively simple and trade-off of accuracy against effort involved must be kept in consideration, since any distribution entity has a large number of feeders, and needs to accurately predict their contributions to the total load curve for the next day, so as to contract for energy supplies from generation companies.

11.3.3.3 Security and Protection

In conventional distribution schemes, loads are protected mainly through over-current relays and fuses. A smart

grid has the facility to provide more sophisticated protection. In addition, the ability to operate the feeder through remote control opens up the possibility of load control in response to under-frequency conditions and voltage collapse.

11.3.3.4 Mobile Substation development

Disasters like earthquake, cyclone, flood, fire in substations and transformers, sabotage attempts etc. can have impact on power transmission and distribution system availability. When disruption is prolonged, a Mobile Substation, which can be moved from one location to another, could play a critical role in re-establishing the grid connection by acting as an emergency restoration system, by circumventing damaged substation equipment, allowing time for conventional restoration works.

11.3.3.5 Underground substations for Space Constraint Areas

Building new transformer substations in inner-city zones or expanding existing facilities is a challenging task due to the lack of space. There is an increasing demand for compact and discreet transformer substations in city environments for urban development projects and other densely populated areas around the globe.

11.3.3.6 Development of Digital Energy meters (IEC 61850-9-2 compliant)

World is moving with fast pace towards digitization. In the transmission system, digital substation with process bus is gradually moving from pilot stage to commercial installations. Non-Conventional (Optical) Instrument Transformers (NCIT) are being adopted in substations due to their superior characteristics over conventional measuring transformers. However, absence of digital energy meters is restricting the penetration of NCITs and thereby digital substations. As there are only limited suppliers for IEC 61850 compliant digital energy meters world over, with the growing adoption of Full Digital substation technology, an IEC 61850 sampled values based Energy Meter is required to be indigenously developed. This will further pave way for adoption of NCIT and digital substations.

11.3.3.7 Development of smart grid applications

A smart grid is an electrical grid with automation, communication and IT systems that can monitor power flows from points of generation to points of consumption and control the power flow or curtail the load to match generation on real-time basis.

The smart grid enables increased predictability and control of generation and demand through consumer involvement, thus bringing flexibility in both generation and consumption, enabling the utility to better integrate intermittent renewable generation and reducing costs of peak power. A smart grid is cost-effective, responsive, and engineered for reliability of operations.

Development of Smart Grid attributes in distribution like Advanced Metering Infrastructure (AMI), Outage Management System (OMS), Supervisory Control and Data Acquisition, Peak Load Management, Integration of Distributed Generation, etc. could be taken up which will make distribution system more resilient and reliable. Smart Grid facilitates bidirectional communication between utility and consumers resulting in consumer participation in the energy management process.

The following are thrust areas identified under four different themes for smart grid implementation:

11.3.3.7.1 Operation, Control and Protection

- Operation and control of large, medium and small scale renewable energy sources
- Protection technologies for AC and DC smart grids
- Wide area monitoring, protection and control (WAMPC)
- Energy management techniques including ADMS
- Supervisory control of network with multiple Micro and Nano grids
- Network analysis and optimal power flow
- Modelling and simulation of large power grids (including cyber systems)
- Seamless Grid operation involving Transmission System Operator (TSO) and Distribution System Operator (DSO)
- Forecasting of renewable generation and loads

11.3.3.7.2 Information & Communication Technology (ICT) and Cyber security

- Reliable wired and wireless communication technologies, communication security testing

- Interoperability (data and device) and ICT architecture
- Audit and validation tools for cyber security features
- Home Area Network (HAN), Wide Area Network (WAN), and Internet of things (IoT) in distribution system
- Threat models and Cyber security
- Information privacy and handling challenges
- Cloud Computing, data storage and big data analytics
- Cybersecurity standard as well as standard operating procedure (SOP) development and adoption
- Cybersecurity compliance procedure development (Device and system)
- IoT device security development
- Data protection system
- Multi-layer Data Abstraction Mechanism development

11.3.3.7.3 Devices and Technology (Converters)

- Fault ride through enhancement of converter interfaced to renewable energy sources
- Optimal design of flexible power converters
- Coordination and control of multiple converters and modular multi-level converters
- Converter technologies for HVDC and MVDC systems
- Multi-functional hardware and smart grid enablers
- Smart and unified control of converters
- Hot swappable converters for smart grids
- Standardization of voltage and power levels
- Network voltage regulation and power quality
- Use of wide band gap devices - Gallium nitride (GaN) and silicon carbide (SiC)

11.3.3.7.4 Distributed Energy Resources, Storage and Deployment Issues

- Policy, regulatory and market design issues
 - Demand side management with optimization and forecasting techniques for storage and renewable energy source (RES)
 - Inertial issues of renewable energy resources with stochastic behaviour
 - Optimal mix, siting and sizing of energy storages at various levels of network
- Some other focused areas of research in smart grid are as follows:

11.3.3.7.5 Advanced Metering Infrastructure (AMI)

Advanced Metering Infrastructure (AMI) is an integrated system of smart meters, communication networks, and data management systems that enables two-way communication between utilities and customers. Smart meters help DISCOMS reduce aggregate technical and commercial (AT&C) losses, improve their financial health, incentivize energy conservation, enhance ease of bill payments, consumer satisfaction and ensure billing accuracy by getting rid of manual errors in meter reading. There is continuous need for innovation in smart metering and advance metering infrastructure. The existing system needs to be overhauled to support a completely digitized ecosystem that will also take the country into the future in terms of smart grid feasibility.

The following deployment and Research areas can be explored for making AMI systems manageable:

- Smart Meter with multiple communication systems as option at time of procurement and field placement
- NB-IoT / LPWA / LoRaWAN based AMI deployment. Narrowband Internet of Things (NB-IoT) is a Low Power Wide Area Network (LPWAN)

- Head End System (HES) with multiple Meter interoperability both communication and manufacturing heterogeneity
- Technologies for reliable information exchange between DISCOMs and customers
- Head End system interoperability with Meter Data Acquisition System (MDAS)
- Reliability of information exchange between DISCOMs and Customers is a cause of concern

11.3.3.7.6 Intelligent Universal Transformers

The intelligent universal transformer concept involves a state-of-the-art power electronic system and is not a transformer device in the traditional sense. It would be designed to replace conventional transformers with a power electronic system that steps voltage as traditional transformers do, but can also manage and control consumer demand and power flows, and compensate for reactive power.

11.3.3.7.7 R&D in power semiconductor devices

The power electronic devices for grid applications must be extremely reliable; Research is required for development of power electronic devices, which will have higher reliability and security. It should focus on various applications such as smart inverters/converters for RES integration, automotive and industrial applications, solid-state transformers and breakers, consumer electronics etc.

11.3.3.7.8 Reduction of harmonics and electromagnetic interference

Development of switching strategies that minimize harmonics or different converter topologies, such as multilevel converters that minimize the generation of harmonics, is required. In addition, research may focus on the ability to switch at higher switching frequencies, which will enable harmonics to be filtered out more easily with smaller capacitor and/or inductors.

11.3.3.7.9 Development of advanced control systems for multiple converters

There might be multiple power converters connected to the T&D system. These converters might induce circulating current in one another, and/or their functions might compete with one another. Presently, limited research has been done on controlling multiple power converters. More advanced control systems must be developed to better utilize multiple converter systems tied to the grid.

11.3.3.7.10 Development of test-bed for power electronics components and systems

The demonstration phase of advanced technologies is typically a cautious attempt by the utility industry to operate in a field environment, but it can be quite expensive and of little value if the technology is not fully evaluated because it is operated in a low-impact location or not placed into full service. Since many demonstrations do not provide a full spectrum of events that a device or system might see over the course of its life, the credibility of the technology may require many expensive demonstrations and years of field testing to gain the confidence of the utility/industry. Thus, the expensive and lengthy technology demonstrations must be resolved by providing a full-power (high-voltage and high-current) testing environment that can fully test and evaluate a range of early prototypes to near-commercial distribution technologies. This process would reduce the lead time to implementation.

11.3.3.7.11 Automatic Fault Detection and self-healing

Compared to the conventional impedance based or travelling wave based fault location methods, artificial intelligence based fault location methods may have better adaptability, which may be examined. With the ever increasing computation and communication abilities, artificial intelligence based fault location will play a more significant role for automatic fault detection in future. Advanced machine learning methods may have a better performance than the methods used currently. Thus, research on development of artificially intelligent /machine learning algorithms may be considered for future research on fault detection, fault localization, faulted area isolation, and power restoration in the electrical distribution system.

11.3.3.7.12 Demand Response and Peak Load Management

The electric power industry considers demand response programmes as an increasingly valuable resource option. One of the goals of the Smart Grid research is to develop grid modernization technologies, tools, and techniques to utilize demand response and help the power industry design, test, and demonstrate integrated national electric/ communication/ information infrastructures with the ability to dynamically optimize grid operations and resources and incorporate demand response and consumer participation. It provides an opportunity for consumers to play a significant role in the operation of the electric power grid by reducing or shifting their electricity usage during peak periods in response to time-based rates or other forms of financial incentives.

11.3.3.7.13 Cloud Interoperability

Interoperability within the context of Cloud Computing means enabling the Cloud Computing Ecosystem whereby individuals and organizations are able to widely adopt Cloud Computing technology and related services in such a fashion that multiple Cloud platforms can exchange information in a unified manner and ultimately work together seamlessly. Utilities have to deal with lot of data for day-to-day requirements. Either they have to establish or maintain their data centres or use cloud services. In this context, cloud services and interoperability will be a necessity in future and appropriate technologies may be developed for the same. In a hybrid cloud / ICT infrastructure, ensuring security requirement in CASB (Cloud Access Security Broker) platform for facilitating iSoC (integrated Security Operations Centre) needs attention. Implementation of Cloud Controls and concept of data localization must be ensured.

11.3.3.7.14 Public perception and reaction to Electrical Hazards

Very little research has been done on consumers' reactions to blackouts, whether caused by natural disasters, equipment failure, or terrorism. The goal of the research work would be to study the perception and various reactions of general public in the event of a blackout and develop protocols for the DISCOMs for responding effectively to major disruptions of the power supply. The research may lead to development of technology/software so that the consumers could be kept informed and made aware of constructive steps undertaken. This will help to minimize public unrest.

11.3.4 Thrust areas of research for Renewable Energy

Hydrocarbon resource limits are bound to force the world away from fossil fuels in coming decades. In addition, the environmental and health burdens arising out of the use of hydrocarbons may force mankind towards clean energy systems. Therefore, there is need for electric power industry to look at other technologies of power generation through solar, wind, biomass, municipal solid waste, agro-residue based plants, small hydro, fuel cells, geothermal etc.

Technologies related to wind, biomass, solar, small hydro, geo-thermal, fuel cells, Waste to Energy (WtE) need to be identified. Research to focus on grid connectivity of large wind mills, self-healing wind connected micro grids, distributed generation and large use of ethanol/methanol for energy products. Development of micro and mini grids and larger penetration of renewable energy is an important area of research. Further, some of the research areas are as follows:

11.3.4.1 Renewable Energy Integration

With rapid growth of variable renewable energy mainly from solar photovoltaic and wind, innovative technologies and operation modes to support renewable energy grid integration into the electric distribution and transmission system is need of the hour. A systems approach is being used to conduct integrated development and demonstrations to address technical, economic, regulatory, and institutional barriers for using renewable and distributed systems. The goal of Renewable energy integration is to develop advance system design, planning, and operation of the electric grid to reduce carbon emissions, peak load management, support achievement of renewable portfolio standards for renewable energy and energy efficiency, support reductions in oil use by enabling Plug-in Hybrid Electric Vehicle (PHEV) operations with the grid and support protection of critical infrastructure in highly constrained areas of the electric grid.

11.3.4.2 R&D in renewable energy may be carried out on the following thrust areas:

- Development of micro grids and suitable control mechanism - integration of renewable energy into the grid
- Interconnection of Micro grids at distribution voltage level and control of power flow between micro grids
- Energy storage: electrical and thermal storage with enhanced charge-discharge efficiencies and new technology routes like sand, concrete, particle storage media, magnetic, electro-static, compressed air energy storage, concentrated solar PV storage etc.
- Development of Solar PV and Wind forecasting technologies
- Solar PV performance and degradation studies
- Indigenous development of cost effective floaters for floating solar PV (FPV) plants
- Identification of best-suited technology for maximum solar PV generation
- Feasibility of Hybrid projects: Solar - Wind, Solar- Hydro, Solar- Battery, Wind-Battery, etc.
- Indigenous development of wet and dry robotic cleaning system for PV modules
- Development of super hydrophobic coatings for PV modules

- Utilization of Unmanned Aerial Vehicles (UAVS) Drone, Light Detection and Ranging (LiDAR) for PV Plant inspection
- Utilization of concentrated solar thermal (CST) energy for cooking systems, desalination and cooling systems
- Development of solar thermal and fossil fuel based hybrid power plants
- Development of solar thermal collectors, tracking mechanism, receiver coatings, thermal heat storage configurations and control system for heating, cooling etc.
- Synchronization of roof top solar and micro generation to the grid
- Reactive power management at the level of micro grid and distribution system and its contribution towards the stability of the grid
- Impact of climate, weather, geography, seasonal and other factors on renewable energy generation
- Impact of socio-economic factors and life style of society at different strata on the usage pattern of energy at distribution level
- Suitability of Pico hydropower in isolated hilly areas/villages of India
- Fuel cell development
- Electric Mobility issues – development of super-efficient batteries with fast charging capabilities suitable for transport application
- Indigenization of Concentrated Solar power technology
- Increased use of Floating Solar Photo Voltaic
- Building integrated Photo voltaic
- Application of Nano technologies for power plant applications
- Bio Mass and Bio Fuel for energy generation
- Waste to energy conversion
- Mechanism for safe disposal, reuse, recycling and reclamation of useful material of solar PV panels, storage batteries and other material to counter the related environmental pollution.
- Impact of large scale integration of renewables into the Grid
- Road top/Canal top solar plants
- Development of methodology/equipment to detect micro cracks in solar cells
- Smart utilization of solar and wind farm inverters as FACTS devices in grid integrated renewable energy
- Large-scale thermal energy storage
- Technologies to reduce demand on the power system like efficient lighting, efficient space conditioning (building heating/cooling), efficient domestic water heating
- Virtual Power Plants
- Electric Vehicles :
 - Impact of large-scale EV charging on Power Quality
 - Smart charging of EVs with renewables and V2G/V2H in micro grid
 - Participation planning of EVs in smart grids for demand response
 - Battery Safety by Early Examination, Prediction and Prevention of failure for Future Electric Powered Vehicle

11.3.4.3 Indigenous development of following technologies may also be taken up which will make India self-reliant:

- Indigenous manufacturing of bidirectional EV chargers
- Indigenous manufacturing of EV Supply Equipment (EVSE)

- Indigenous development of connected car technology and protocols for EV Supply Equipment (EVSE) and V2G/V2H
- Indigenous manufacturing of distribution power electronic devices
- Indigenous manufacturing of Energy Storage Systems including the battery Energy storage system (BESS)
- Recycling of batteries, solar panels and blades of wind turbines as well as other power sector residue. These need to be recycled and useful material reclaimed

11.3.4.4 Development of Energy Storage Systems

Energy storage systems provide a wide array of technological approaches to managing our power supply in order to create a more resilient energy infrastructure and bring cost savings to utilities and consumers. However, existing ESS technology faces challenges in storing energy due to various issues, such as charging/discharging, safety, reliability, size, cost, life cycle, and overall management like disposal and recycling after useful life. Development of Battery Energy Storage System at grid level based on different technologies like Advanced Lead Acid, Lithium Iron Phosphate, Sodium Ion Battery etc. could be taken up. Battery system may be useful for applications like frequency regulation, energy time shift, dynamic frequency regulation, voltage/reactive power support, renewable energy capacity firming etc. However, these aspects need to be further researched.

11.3.4.5 Development of Super Capacitor

Super capacitors are an alternative to batteries, which gets charged much faster and have more charging / discharging cycles possible in comparison to batteries. Even though they have much lesser storage capacities than batteries, they can be used in critical applications, which involve frequent charge and discharge cycles, extreme operating temperatures, or rapid discharge of high amounts of energy.

11.3.4.6 Superconducting Magnetic Energy storage system development

Superconducting magnetic energy storage (SMES) system stores electrical energy in the form of magnetic field created by the flow of direct current in a superconducting coil, which has been cryogenically cooled to a temperature below its superconducting critical temperature. As the superconducting coil has negligible resistance, there will be no losses of stored energy. SMES is a highly efficient grid-enabling storage device that stores and discharges large quantities of power almost instantaneously with unlimited number of charging and discharging cycles possible. Its applications include system stability improvement and effective damping, power quality improvement, load levelling, spinning reserve, protection of critical loads etc. which could be much needed energy storage device for integration of renewable energy.

11.3.4.7 Other storage technologies

11.3.4.7.1 Research and Development in Hydrogen Technologies

Hydrogen is the most abundant element on earth, but it doesn't typically exist by itself in nature and must be produced from compounds that contain it. Hydrogen can be used for diverse energy solutions such as electricity production from the fuel cell, energy storage, etc. The hydrogen can also be converted into hydrogen based fuels, including methane, methanol, etc. and can be used for transportation purposes. Owing to its clean combustion characteristic and zero carbon footprint, hydrogen has the potential to be the fuel of the future. Going forward, a developed hydrogen economy provides for a cleaner environment ensuring national energy security.

Currently, Hydrogen is primarily produced from fossils fuels, especially natural gas. Hydrogen can also be produced from coal, biomass and water. Most of the hydrogen production at present is fossil-based which leads to significant emission of CO₂ to the atmosphere. As the cost of renewable electricity is decreasing, the same can be used to produce hydrogen through electrolysis of water. Hydrogen can also be produced directly from sunlight and biomass. Electrolytic hydrogen produced from green power, instead of conventional grid electricity, and hydrogen produced from other cleaner mechanisms have been termed as "Green Hydrogen". The production of green hydrogen should be the primary focus of research in the coming years.

In spite of recent advances in the production of hydrogen, the cost of each component of hydrogen technology is much higher than the conventional fossil fuel-based economy. Research and development is extremely important for reducing the cost, improving the performance, and increasing the reliability of fuel cells, electrolyzer, storage, and transport components, etc. It is essential to promote Pilot/large-scale integrated demonstration project for a complete hydrogen ecosystem. This would provide data for safe handling, O&M, and identifying gaps/concerns in terms of cost, reliability, safety, standards of performance (SOPs), and training. Hydrogen is the foundation on which success of several initiatives are critically dependent viz CO₂ utilization, waste to hydrocarbon, energy storage, green transport etc. The domain of hydrogen has multiple facets to work on, but the ones relevant for power sector are brought out below:

- Development of electrolyzers :
 - High Temperature Solid Oxide Steam (HT-SO-S) Electrolyser: Hydrogen production from electrolyser route is seriously energy intensive i.e 50-55 kWh/Kg H₂. Compared to these, HT- SO-S Electrolyser are ~30% efficient. The technology is at nascent stage – and therefore it is time that India makes a foray into it.
 - Sea / Hard Water Electrolyser: 10 kg DM water is required for production of 1 kg Hydrogen. In future, when huge quantum of hydrogen production is envisaged, 10X quantity of DM water shall be required. Considering this, development of Sea/Hard Water Electrolyser may be contemplated.
- Development of various novel techniques for hydrogen storage and compression
 - Metal Hydride based Hydrogen Compression and Storage: Hydrogen is the smallest molecule – therefore its storage and compression is highly energy intensive. Also, due to the very small molecular size – precision manufacturing and maintenance of hydrogen compressors makes it quite expensive. Metal Hydride is a non-moving unit and it practically takes care of all of the above issues.
- Development of technologies for the production of hydrogen directly from sunlight and biomass
- Low cost green hydrogen production on a large scale
- Prevention of catalyst poisoning in case of catalytic conversion for large scale hydrogen production
- Substitute for expensive catalysts in case of green hydrogen production processes
- Reducing cost of catalyst, membrane and components of fuel cell
- Catalytic reformation of Syngas to Hydrogen: Development of this process shall open door for utilization of Municipal Solid Waste (MSW), Agri Waste/Agri Residue, Coal Mill Reject and other carbonaceous material for distributed/centralized hydrogen production. In addition, development of efficient gasification (oxy, steam or plasma gasification in absence of nitrogen) shall be an important building block in this direction.

11.3.4.8 R&D for mitigation of adverse effects on Environment

The need for electricity generation to be clean and safe has never been more obvious. Environmental and health consequences of electricity generation are important issues, alongside the affordability of the power which is produced. Production of electricity from any form of primary energy has some environmental effect. The power sector in India is one of the main sources of CO₂ emission in the country.

There are various technologies and processes that have substantial potential to reduce GHG emissions, for instance, coal and biomass gasification technology; gas turbine technology; power generation with solar thermal and photovoltaic technology, fuel cells, etc. Clean coal technologies and renewable energy usage have been adopted in India as methods of best approach to tackle climate change.

Apart from the above-mentioned measures, further steps can be implemented for reduction of CO₂ emissions. These are research and development; information and education (for awareness); economic measures; regulatory measures; and voluntary agreements. Each step offers advantages and drawbacks and has different effects on CO₂ reduction. Low carbon generation options, such as carbon capture and storage (CCS), nuclear and renewable technologies, are needed to substantially reduce emissions. Due to the high ash content of Indian coal, oxy fuelling and post combustion CO₂ capture would appear to be suitable options for India. Pre-combustion capture in a coal fired IGCC plant would require the adaptation of the technology to the Indian coal quality, or the use of imported coal. Retrofitting coal power plants with CO₂ capture technologies and new plants with CCS may be a good option for the country like India.

Developments of following technology ready methods are being tried:

1. Use of CO₂ for reduction in pH of ash water
2. CO₂ capture by Modified Amine Solution
3. Development of Pressure Swing Adsorption (PSA) process for CO₂ capture and conversion of CO₂ into useful products

PSA is a technology used for separation of some gas species from a mixture of gases under pressure according to the species' molecular characteristics and affinity for an adsorbent material. Special adsorptive materials (e.g., zeolite) are used as a molecular sieve, preferentially adsorbing the target gas species at high pressure. The process then swings to low pressure to desorb the adsorbent material.

Clean environment mechanism at thermal power stations, creating data base for ash quality, advanced ash management schemes, sustaining coal based power generation considering new and emerging environmental issues, effects of electromagnetic waves on human beings with specific reference to up-gradation of transmission voltages, eco-design and energy efficient power transformers, development of waste water treatment and recycling technologies, emission control technologies for NO_x, SO_x and mercury are some of the areas where R&D activities are required for improvement of environment and for sustainable development.

11.3.4.9 Cyber Security of Power Systems

With the integration of communication and information technology in power system, it becomes essential to address the issues related to cyber security. Establishment of Safe, Secure and Resilient information infrastructure against cyber threats in all the three segments of the Power System viz. Generation, Transmission and Distribution of Power is the need of the hour. Cyber Security breach of the systems deployed in Power Sector may impact the stability of Grid as well as Public Safety. Therefore, the aspect of Cyber Security should be included in designing, installation, operations and maintenance of the systems in all organizations of the Sector. Cyber Security in all above verticals must include Security-by-design and not by retrofitting. Thus, research shall focus towards Critical Information Infrastructure (CII) protection in Power Sector and on proprietary protocols in the field of power systems to secure the systems in better ways. The following are some of the areas for research and technological advancement:

- Establishment of cyber security test bed for the following:-
 - Validation and testing of cyber security aspects in Intelligent Electronic Devices and Network Devices, with respect to IEC 61850-based communication within a substation
 - Validation and testing of cyber security aspects in smart meters and AMI
 - Validation and testing of cyber security aspects in OT applications such as SCADA, EMS, DMS/ADMS, OMS
 - Validation and testing of cyber security aspects in IoT devices
 - Validation and testing of cyber security aspects in WAMS devices and systems
 - Facility/ Lab for Security labelling and certification of power equipment by an appropriate authority at national level
 - Identification and assessment of presence of embedded Malware/Trojan in potential vulnerable devices/systems used in power transmission or distribution system
 - Detection and development of mitigation strategy for various cyber-attacks including exercises of Red and Blue teams for updating new threat vectors regularly. Also, suggested to have “Cyber Range Facility” having capabilities to simulate OT / ICS
- Stronger “Role Based Access Control (RBAC)” mechanism at Industrial Control Systems (ICS)
- Multi-factor authentication mechanism needs to be explored at device and application level
- Centralized, dedicated Security Operation Centre (SOC) and the facility and deployment of Security Orchestration, Automation and Response (SOAR) for automated response in case of cyber-attacks. Automation in generation of advisories for the detected cyber threats and vulnerabilities in real time
- Removal of the old and unsupported Operating Systems (OS) and deployment of new Operating Systems may be taken into consideration in a phased manner, in order to mitigate the cyber risk. The efforts should be made to migrate from Windows based systems to more secure Linux/Unix based systems
- Phasing out of Legacy system with or without indigenous in-house research and development of relevant technologies and equipment
- Protection of PMUs from cyber-attacks especially GPS spoofing attacks
- Detection and prevention of false data injection attacks in smart grid
- Decision support tool for prediction and prevention of catastrophic failure from cyber attacks
- Data security protocols for power systems
- Cyber security for Substation Automation (especially for SCADA) in Power Transmission/Distribution
- Wide Area Monitoring System (WAMS)

- Security of Wireless Network Communication Infrastructure in Power Sector
- Design and Development of best strategies for detection, mitigation and control of Supply Chain exploitation on SCADA/Industrial Control Systems (ICS, DCS) and Smart Grid utilities of the Power Sector
- As power utility control systems will be operational for 24x7, most of the time updating patches is a very difficult task and requires OEM's support since some patch updates requires rebooting of the system which is not desirable and also these patches needs to be tested in offline with the applications before deploying in operational systems. Online testing and deployment of patches need attention
- R&D projects on "Evaluation of Quantum Computing" may be considered. The Power grid infrastructure in today's time is vulnerable towards security breaches. If utilities do not apply quantum encryption to the grid, hackers will be easily able to penetrate it. Adding quantum keys to encryption could make it possible to create hack-resistant algorithms. R&D on the same may be very useful as futuristic approach towards cyber security
- Exploring secure IT-OT convergence
- Model ICT architecture needs to be developed which can be used as a framework in power system
- A guideline needs to be developed for internal/third-party cyber forensic audit at a regular interval
- A guideline needs to be developed for ensuring various cybersecurity compliances such as IEC27001, IEC62351, NERC CIP
- Standard Operating Procedure (SOP) needs to be developed for device or application integrations
- Multi-level data abstraction needs to be explored
- Development of cyber-resilient redundant and distributed architecture
- Development of a directory of best practices for making cyber secure power system operation.
- Explore ethical hacking as a strong measure to secure the system.

In addition to the above, the following may also be taken into account to aid in research on cyber security of Power Sector:

- Identification of Critical Information Infrastructure (CII) and Non-CII elements in the streams / utilities and appropriate planning for allocation of resources
- Establishment of Cyber Security (CS) structure in organizational working hierarchy, Chief information security officers (CISO) and teams for Cyber Security. A clear governance is required to ensure that ICS cybersecurity efforts will be successful in the long run
- Empowerment to Sectoral CERTS to meet cyber security needs
- Identification of gap areas in cyber security posture of CII elements. This could ideally be achieved by doing holistic Vulnerability/Threat/Risk (V/T/R) analysis of Critical elements and interdependent systems
- Shifting of Web Based Scheduling systems from Internet to Private Intranet
- Threat analysis and penetration testing needs to be undertaken before commissioning the elements of power system, which are vulnerable to cyber-attacks
- Cyber Security capacity development of the manpower and testing facilities
- A minimum baseline cyber security to be formulated and applied in all the streams
- Situational awareness & Information Sharing of cyber incident with relevant agencies
- Defense in-depth approach security and electronic security perimeter has to be devised
- Networking Segmentation /zoning/ Demilitarized zone implementation to be followed at levels of OT & IT interfaces connecting points
- Exploring the option of virtual machines, tokenized system, Virtual Private Network (VPN) in day to day operation
- Adopt best IT practices in OT systems
- Design and Operation of appropriate Disaster Recovery Mechanism both in IT & OT

- Establishment of Federated SOC for Power Sector

11.3.4.10 AREAS FOR R&D TO BE TAKEN UP DURING 2027-32

In order to have a long term vision for the Power sector of India, it is necessary to identify some of the promising technologies and keep a track on the adoption of the technologies by various sectors. Accordingly, small-scale feasibility studies can be taken up on the following topics during the year 2022-27 and based on the results, research projects may be taken up during 2027-32:

- Quantum Computing in Power Sector
- Edge analytics in Power Sector
- Gravity based energy storage
- Lithium-Air Batteries
- Aluminium-Air Batteries
- Distance Wireless Charging
- Printable Batteries
- Energy Harvesting Using Thermal Gradients
- Augmented Reality in Power Sector
- Cyber Security threats and its mitigation techniques for future migration of Critical IT & OT Services to Cloud platforms

11.4 INITIATIVES PROPOSED FOR IMPROVING R&D IN THE POWER SECTOR

11.4.1 Management of Technology and Innovation

As number of research activities are being carried out simultaneously in the power sector, it is of utmost importance to maintain a robust knowledge management portal to keep a track on the findings of the research projects and bring out the best results into prominence for further refinement and subsequent adoption in the Power Sector.

A national level 'Digital Database of R&D projects' of all nationally funded major projects may be created which in turn will not only help in the realization of the R&D objectives but also keep a track of the technology landscape in the country. A suitable online R&D management system also needs to be in place, primarily at CPRI, and also across the other national R&D centres of importance for managing the research projects.

11.4.2 Strengthening of the R&D Infrastructure

R&D Infrastructure at National Level needs strengthening in terms of facilities especially for type testing of prototypes with a view to minimize development / commercialization cycle. A national audit may be conducted through industry and utility forums to identify the gaps and efforts should be made to bridge the gaps.

11.4.3 R&D programmes

The R&D programme of the Ministry of Power being implemented through CPRI has been of great benefit to the Academia, Utilities and Industry in the Power Sector. The schemes have helped in building R&D infrastructure in many organizations over a period and enabled training of manpower for applied research. Collaborative research projects from Academia, Industry and Utility may be encouraged under the programmes. CPRI and CEA may also propose various research projects of national importance and execute them in a collaborative manner.

11.4.4 Periodic Call for focused Research projects on a thrust area

Under the RSoP and NPP schemes of MoP proposals are invited on the thrust areas of research. Beside the regular proposals, CPRI may identify specific themes like "E-cooking", "Light Emitting Diode", "Cyber Security" in the recent past, and separately advertise for research proposals on those themes to targeted research groups. This will help in covering the research topics of importance where previously very less proposals might have been received.

11.4.5 Mission Mode projects in Power Sector

In order for the power sector to leapfrog in the technology advancement, research on two main aspects may be carried out as mission mode projects:

1. Research on Disruptive technologies for Power Sector
2. Research promoting Indigenous manufacturing of technologies for Power Sector

A breakthrough in the disruptive technologies like 'Wireless power transmission', 'High Temperature

Superconductors, New and cost effective storage technology etc. will bring the nation to the forefront of technology development. Such technologies can transform the Power Sector landscape of the country and transform India from a technology adopting nation to a technology exporting nation. CPRI in association with CEA may take the lead role in initiating mission mode research projects on such technologies in a collaborative manner.

It is also necessary to build competence within the country to manufacture the power equipment that are currently being imported from abroad. Such initiatives may be taken up by CEA with the prominent Indian Manufacturers to lead the way towards creation of manufacturing hubs for specific equipment within the country. Initiatives such as these will reap benefits in the long run and help towards making India a self-reliant nation.

11.4.6 Competence mapping in Power Sector

India has one of the largest skilled manpower in the world consisting of national and international level experts. There is a need to scientifically measure the competence level and areas of the experts and the organization to classify the country's expertise level on various aspects of the Power Sector. This would help in deploying the right scientific input to a given R&D project. The 'measurement matrix for competence mapping' has to be created and the experts and expert organizations are to be evaluated against the norms stipulated. This will help in creating a 'knowledge bank of country's expert resources', rather than arbitrarily rating the country's expertise and the experts in various areas. The up-gradation of knowledge level through training could thus be more structured and measured. India's key technical competence areas, the competence level of various R&D organizations, the competence level of the experts, etc. can be documented for improvement purpose.

11.4.7 Revised norms for acceptance of products indigenously developed under research projects

In the context of Power Sector, many indigenously researched and developed products, especially those involving substantial developmental investment, face entry barrier in the form of qualification requirements pertaining to equipment performance over a minimum period specified by end users.

There is need for enunciation of a clear policy / guidelines to provide incentives for the commercialization of products developed through indigenous R&D efforts. Procurement process may be adjusted for adoption of new technology in an easier way. The incentive could be among others, in the form of excise duty exemption at least for a period of five years from the date of commercialization. Approval for testing/trials for newly developed product shall be encouraged through speedy approvals by customer and CEA.

11.4.8 Policies for R&D

- Developing integrated R&D plans based on a multi-disciplinary approach. A well-integrated R&D plan would ensure that proposed programs are appropriate, reflect current and planned resource endowments, and involve communities in discussions of energy policy;
- Removing fossil fuel subsidies to balance the energy pricing mechanism in order to attract or drive private capital to the energy industry;
- Developing skills and capacities to create a knowledge workforce leads to success of energy efficiency programs, proper operation and maintenance of clean technologies;
- Providing as much certainty as possible concerning long-term (e.g. 5 to 10 years) funding for R&D
- Monitoring and evaluating R&D programs enables timely adjustments to funding levels and strategies when necessary

11.4.9 Institutional and funding framework for R&D

Government should fund the R&D programme through schemes such as "R&D Schemes of MoP being implemented through CPRI". The projects can also be carried out in collaborative mode with participation from CPSUs, Industry and academic institutes and utilities.

CPRI, NTPC, NHPC, SJVNL, THDCIL, POWERGRID, DISCOMs, BHEL, CSIR laboratories, Government funded R&D Institutions, IITs, NITs may execute the projects identified, which shall be coordinated and managed by CEA and CPRI on behalf of MoP.

Government should continue to support CPRI through capital grants. The regional laboratories of CPRI can help India's small and medium entrepreneurs to produce globally competitive electrical products. This will be a major initiative to boost our "Make in India" programme.

Policy to earmark a larger percentage of profit after tax (PAT) by PSUs as part of CSR should be considered to provide the much needed impetus to R&D in Power sector. It may be worth creating a large corpus funds for R&D in power through CSR funding from various organizations in power sector.

11.5 RECOMMENDATIONS

Followings are the important recommendations:

1. Collaborative research projects having high impact on the Power Sector may be taken up with Industry, Academia, and Research Labs. Such projects should have specific deliverables which can be immediately implemented on field.
2. Short-term R&D Projects on specific priority areas as identified by Utilities/Industry for adoption in the major domains may be taken up every year.
3. The focus of research should be on product development and the Industries should be encouraged to become product oriented rather than service oriented.
 - a. Our country has a vast talent pool and very capable research groups. Efforts should be made to identify potential research groups working on the same areas and initiate joint projects and start-ups to achieve specific targets
 - b. Promote a culture for research, IPR creation and commercialization within the CPSUs/ research organizations under the MoP, through conduct of 'In-house' Awareness Programmes, Workshops, etc
 - c. Specific mission mode projects are required to be identified which can be taken up during the next five years. To this end the following could be done:
 - i. One or two brainstorming meetings/conclave/workshops should be organized twice every year to identify research problems that are of interest to the industry and review the ongoing one
 - ii. Industries may come up with focused project write ups identifying contemporary problems as well as the impending research requirements, which could then be communicated to experts in IITs/NITs/other engineering institutes to elicit project proposals from these institutes
 - iii. Industry should be associated in evolving and designing these R&D projects and steering the execution of the same, as applicable (e.g., by way of mentoring and field visits by experts from industry etc)
 - iv. Obtaining the patents and converting the patents/prototype to commercialization need to be promoted
 - v. Periodic review of i-STEM (Indian Science Technology and Engineering facilities Map) data base w.r.t power sector to be conducted
 - vi. Technology Readiness level assessment and associated blue print for funding priorities and methodologies
 - vii. Collaboration amongst IITs, other higher educational Institutes, Industry, R&D centres and BIS for standardization of new technologies being developed
 - viii. An apex committee at CEA level may be formulated for granting approvals related to foreign procurement for R&D projects thus smoothening current guidelines necessitating approvals from Ministry
4. The right balance should be maintained between exploratory research and research leading to product development. The allocation of R&D funds among these two categories should be decided at the beginning of each financial year. The quantum of allocation between the two categories could be reviewed periodically and readjusted.
5. A central agency to facilitate the collaboration among different research bodies and research groups working on the same/similar themes be created.
6. A cadre of R&D professionals need to be created/maintained. Researchers be given opportunities to higher education and exposure to training and testing methods. They need to keep themselves updated in the areas of their research and also interact with other groups where their research efforts could be made use or they can acquire the research expertise from other group of different area.
7. There is a need to review the method of induction of the professional into the research bodies. The training of new professional and refresher training of seniors, especially for R&D management should be taken care of.
8. Analytics and Data Science (AI/ML, Big Data) domain is a horizontal cognitive layer that works primarily on huge amounts of data. Internet of Things generates huge amount of data that can be consumed by Analytics and Data Science practitioners and solutions. A common Research, Design and Engineering lab that works on data across all sub-sectors is recommended for this domain. This lab can work with various

stakeholders on specific data science related problem statements.

9. Information security (e.g. block chain) and cybersecurity domains are horizontal technology layers that are relevant to all phases of a project, viz, product/ project design, procurement, installation & commissioning, operations & management, supply chain etc. Research on Cyber security of Power Systems should be taken up by a common Research, Design and Engineering lab that works across all sub-sectors. This lab can work with various stakeholders on problem statements, specifically focused on design and engineering of systems, networks, applications etc. This lab will also work with the AI/ML and Data Science lab for application of AI/ML in Information & Cyber security.
10. In order to support high value projects, inter-departmental funding from Ministry of Power, Department of Science & Technology, NITI Aayog etc. may be encouraged. If possible a corpus can be created with CSR contributions from various power sector organizations for promoting R&D and commercialization activities.

CHAPTER 12

HUMAN RESOURCE DEVELOPMENT

12.0 INTRODUCTION

Human Resource Development and capacity building, in the present power scenario, demands a very comprehensive and pragmatic approach to attract, utilize, develop and conserve valuable human resources. Training, re-training and career prospects are some of the important elements of human resources development. The Money spent on training should be treated as an investment rather than as expenditure. Trained Manpower is an essential prerequisite for the rapid development of all areas of the power sector. The trained manpower comprises of skilled engineers, supervisors, managers, technicians and operators.

Power sector is poised for massive growth in renewables but intermittent solar and wind generation which is a major challenge for integration with grid and stability thereof. Reforms in distribution sector with implementation of smart meters, underground cables etc requires trained manpower so that quality and reliability of the supply is maintained. Multiple stakeholders with defined roles and responsibility have to ensure that personnel are imparted training for better understanding of the regulation and its impact on the commercial aspect thereof. Trading of electricity is an emerging area and power industry to benefit it is essential that concept or fundamentals are clear. With increase in automation threat from cyberattacks has increase manifold.

Hence to meet the complexity /challenges in the power sector the technical knowledge acquired needs to be supplemented with emerging technologies and applied engineering in various fields of power generation, transmission, distribution, load despatch, Power Trading and Cyber Security. All these skills need to be regularly upgraded to meet the modern power sector in India.

12.1 MANPOWER ASSESSMENT

12.1.1 Norms For Manpower Requirement

The Norms have been taken from National Electricity Plan 2017-22 Volume I-Generation (Notified in 2018). The norms have been arrived at by considering both contractual and non contractual manpower. These norms are given in **Table**

12.1 below:

Table 12.1

Norms for Manpower Requirement

(Man/MW)

S No	Particulars	Technical	Non-Technical
1	Thermal Generation	0.486	0.144
2	Solar	0.550	0.165
3	Wind	0.321	0.096
4	Biomass	0.486	0.144
5	Hydro Generation	1.341	0.405
6	Nuclear	1.098	0.468

Note: Norm for manpower considered is including regular as well as contractual employment. These norms are average of all sizes of generation capacity. Man/MW ratio may further get reduced with increase in level of automation and installation of higher size plant.

12.1.2 Manpower requirement during the years 2022-27

For a capacity addition of 2,11,819 MW considered (including renewables of 1,79,939 MW, Nuclear of 6300 MW and thermal (coal & gas)) of 25,580 MW in 2022-27, the manpower requirement shall be of the order of 150.97 thousand out of which 115.48 thousand will be technical and 35.49 thousand will be non-technical. The details of the same are given in **Table 12.2** and **Table 12.3** below:

Table 12.2
Capacity addition during 2022-27[@]

Particulars	Total (MW)
Thermal	25,580
Nuclear	6,300
Hydro	10,462
Small Hydro	352
Solar	131,570
Wind(On shore)	32,537
Biomass	2,318
Pump Storage Plants	2,700
Total	211,819

[@]9,306 MW of solar, 1572 MW of Wind, 50MW of Biomass and 208 MW of Hydro (incl. SHP) has already been added during 2022-23 as on 31.12.22.

Table 12.3
Manpower required for Capacity Addition of 2,11,819 MW envisaged during 2022-27
(Figures in Thousands)

	Technical	Non-Technical	Total
Thermal	12.43	3.68	16.12
Nuclear	6.92	2.95	9.87
Large Hydro	13.87	4.19	18.06
Small Hydro	0.35	0.11	0.46
Solar	67.25	20.17	87.42
Wind (on-shore)	9.94	2.97	12.91
Biomass	1.10	0.33	1.43
PSP	3.62	1.09	4.71
TOTAL	115.48	35.49	150.97

Note : Manpower requirement for Transmission and Distribution will be covered in Vol. II of NEP

12.1.3 Manpower requirement during the period 2027-32

For a capacity addition requirement of 2,91,802 MW (including renewables of 2,59,722 MW) during 2027-32, the manpower requirement shall be of the order of 227.40 thousands out of which 174.21 thousands will be technical and 53.19 thousands will be non-technical. The details of the same are given in **Table 12.4** and **Table 12.5** below:

Table 12.4
Capacity addition during 2027-32

Particulars	Total (MW)
Thermal	25,480
Nuclear	6,600
Hydro	9,732
Small Hydro	250
Solar	179,000
Wind(On-shore)	47,500
Wind(Off-shore)	1,500

Biomass	2,500
Pump Storage Plants	19,240
Total	291,802

Table 12.5**Manpower required for the Capacity Addition of 2,91,802 MW envisaged in 2027-32**

(Figures in Thousands)

	Technical	Non-Technical	Total
Thermal	12.38	3.67	16.05
Nuclear	7.25	3.09	10.34
Large Hydro	13.05	3.94	16.99
Small Hydro	0.34	0.10	0.44
Solar	98.45	29.54	127.99
Wind(onshore)	15.25	4.56	19.81
Wind(offshore)	0.48	0.14	0.63
Biomass	1.22	0.36	1.58
PSP	25.80	7.79	33.59
TOTAL	174.21	53.19	227.40

Note : Manpower requirement for Transmission and Distribution will be covered in Vol. II of NEP**12.2 TRAINING NEED ASSESSMENT****12.2.1 Training Strategy**

To fulfil the above needs, training to the power sector personnel is required in the following categories:

- i) O&M Training to all existing employees engaged in O&M of generating projects (Thermal, Hydel, Gas) and Transmission & Distribution System as per statutory requirements under the Gazette Notification of September 2010 issued by CEA ranging from 4 Weeks to 30 Weeks.

This inter-alia includes the following:

- Classroom Training
 - Simulator Training for Thermal and Hydel
 - On-Job Training
- i) Induction level training is mandatory for newly recruits Engineers, Supervisors and Technicians for O&M of the power plants.
- ii) Refresher/Advanced training of 5 Days in a year to all existing personnel of varying degrees in various specializations.
- iii) Management training in a year to the Senior Executives/Managers in India/Abroad
- iv) Training for personnel from retiring units found suitable for re-engagement.

The most important component of the strategy should be “Training for All” irrespective of the level in the hierarchy. At least one-week of training in a year must be provided to every individual. Five days training per annum per technical person based on National Training Policy is being implemented selectively at some utilities. This needs to be strictly implemented.

12.2.2 Recommendations for Capacity Building**♦ O&M Training**

As per the Gazette Notification No. CEI/1/59/CEA/EI (Measures relating to Safety and Electric Supply) Regulations, 2010 and amendment thereof, if any, issued by CEA, Engineers, Supervisors and Technicians engaged for O &M of Power Projects (Thermal, Hydel, Gas) and T&D have to mandatorily undergo training ranging from 4 weeks to 30 weeks.

♦ On-Job Training Facility

On-Job training is also now mandatory for all trainees who are being given training in O & M of Generation Projects (Thermal, Hydel, Gas) and Transmission & Distribution. This training varies from 2 weeks to 16 weeks.

♦ Induction Training

Induction training to all technical personnel is a mandatory.

♦ Refresher/Advanced Training

Refresher/Advanced Training must be arranged for each individual on promotion, which calls for performing new/different roles and working conditions.

A mix of Technical, Commercial and Management capabilities of 1 week is proposed.

♦ Training of Personnel engaged in the thermal plants to retire for their re-engagement in new power plants

Manpower engaged in the plants to be retired needs to be reoriented / retrained in the modern thermal technology for engaging them in new power plants planned to be commissioned in 2022-32.

♦ Management Training

Continuous development of Executives/Managers, especially at the transition period of their career and in the context of constantly changing business environment and the Regulatory aspects is of utmost importance. Aspects of Commercial and Regulatory affairs of the power sector should be taught to the executives. Also, Executives in Finance and Management with non-technical background should be provided technical orientation through suitable training programs. For this a training of 1 week is proposed.

♦ Simulator Training

As per the Gazette Notification No. CEI/1/59/CEA/EI (Measures relating to Safety and Electric Supply) Regulations, 2010, Simulator training of 2 weeks & 1 Week is a must for operation and maintenance personnel of Thermal and Hydro plants respectively. This is included in O&M training above. For safe and efficient functioning of manual and automatic equipment, personnel have to be trained on Simulators.

♦ Training in Renewable Sources of Energy

Since it is envisaged that about 1,79,939 MW of Renewable Energy is added in 2022-27 and 2,59,722 MW in 2027-32, it is proposed that specialized training of at least 1-2 months should be given in various renewable energy technologies like solar, wind, bio-mass, small hydel etc. Grid connectivity of Renewable energy sources may also be given importance in training.

♦ Training in Demand Side Management, Energy Efficiency and Energy Conservation

Training for Energy Managers and Energy Auditors, Industry personnel, Operators, Farmers should also be provided in respect of DSM, Energy Conservation & Energy Efficiency. Energy Conservation should also be a part of course curriculum for students.

♦ Power System Operators Training

System Planners, Operators & Engineers at the entry level should be given extensive training of 3 months. This training shall be required to be given to about 250 – 300 trainees every year during the years 2022-27. Subsequently with 4 to 5 years experience a specialized training should be imparted for the load despatchers.

♦ HRD and Technical Competence building due to Technology Advancement and R&D

There is a need to match the growth rate, Technology Advancement and R&D needs of both skilled manpower as well as highly qualified research personnel to sustain a steady growth in technology development. Thus, emphasis needs to be laid upon skill development of such Manpower.

♦ Introduction of Training on Attitudinal Changes / Behavioral Sciences

It is highly recommended to introduce training on Attitudinal Changes / Behavioral Sciences in the curriculum of induction level training as well as re-training programs. After undergoing such training, the personnel develop a sense of belongingness to the organization.

In addition to Technical Skills, Power Professionals need to have Life Skills like Communication Skills, Time Management, Team Work, Technical Writing, Morals & Ethics etc.

♦ Training in Information Technology & Cyber Security

Information technology has pervaded all facets of life. Adequate training according to the job requirement should be provided in the field of information technology & cyber security. As per CEA (Cyber Security in Power Sector) Guidelines, 2021, all Personnel engaged in O&M of IT & OT Systems shall mandatorily undergo courses on cyber security of Power Sector from any of the training institute designated by CEA. Presently

NPTI is conducting the training programs.

♦ Training in power trading

With regulatory reforms and strengthening the power market potential has increased considerably. Training in market structure is imperative for hedging the risk and growth in the sector.

♦ Training of Non-Technical Officers and Staff

Training of non-technical officers and staff should be done in regular intervals in the functional skills/management areas in association with the concerned Institutes as per needs.

♦ HRD and Capacity Building for Power Generating Stations

It is proposed to have a capacity building program for the Executives, Engineers, and Operators of Power Stations in both State and Central Sectors in the areas of DSM, Energy Management and Energy Audit during the years 2022-27.

♦ Training for Nuclear Power Personnel

Due to stringent safety requirements and other national and international regulations, every person working in Nuclear Power Sector is exposed to specialized training. To meet the multi-disciplinary needs, the Department of Atomic Energy (DAE) has built in-house training facilities both for professionals and non-professionals.

♦ Training Abroad

Live liaison should be made with the concerned authorities to depute the eligible personnel for training in the developed countries to keep them abreast of the latest global developments.

♦ Hot Line Maintenance Training

There is a great demand from various Utilities for Hot Line Maintenance Training. There is an urgent need for augmentation of Training Capacity as this type of Training is presently being imparted by only two institutes in the country.

♦ Training through Distance learning education, E-Learning & Web based Training

Since it may not be possible for all the persons engaged in Construction and O&M of Power Projects, knowledge upgradation & training is suggested through correspondence and also by way of Web based Training and also through e-learning.

♦ Need for written Training Policy by every Utility

Every Utility of Central Sector, State Sector & Private Sector should have a written Training Policy indicating how the organization proposes to meet its Training needs.

♦ Adoption of ITIs

More than sixty (60) nos. of ITIs have been adopted by CPSUs wherein about 18,000 technicians pass out every year from these institutions. Such initiatives by CPSUs under their CSR activities may be encouraged.

♦ Provision for Training budget

In line with the National Training Policy for the Power Sector, a minimum of 1.5% of the salary budget of the organization may be allocated for training to begin with this should gradually be increased to 5% of the salary budget.

12.3 RECOMMENDATIONS

- All the organizations under central/ state/private sector are required to impart training to their personnel at the institutes recognized by the Government (CEA/MoP) as mandated in Regulation 6 & 7 of CEA (measures relating to safety and electric supply) Regulations 2010.
- It is proposed that all Central Sector Utilities, State Sector Utilities and IPPs provide O&M and refresher training as per the norms stipulated in Regulation 6 & 7 of CEA (measures relating to safety and electric supply) Regulations 2010.
- Mandatory Training in CEA (measures relating to safety and electric supply) Regulations 2010 shall be conducted in the Training Institutes recognized by Central/State Governments.
- Power sector training in the areas of Smart Distribution, Smart Transmission and Smart Generation may also be strengthened in the recognized Training Institutes in order to accommodate emerging areas.

- In compliance with the National Training Policy (NTP) of Ministry of Power, a minimum of 1.5% of the salary budget of the organization may be allocated for training to begin with this should gradually be increased to 5% of the salary budget.

CHAPTER 13

ENERGY STORAGE SYSTEMS

13.0 INTRODUCTION

Indian power sector is poised to witness significant capacity addition from renewable energy sources, resulting in an increase of variable renewable energy (VRE) penetration. The cost economics also indicate that the share of RE based capacity addition in future is expected to increase in the total capacity addition. However, this large-scale addition of RE capacity would require additional flexible generation in the system to balance the grid.

Apart from the significant addition of RE generation, a considerable increase in electrical peak demand is also expected in coming years. The demand during the non-solar hours when bulk VRE generation may not be available may pose a challenge of resource adequacy and flexibility requirements from non VRE based generation sources. Energy storage systems can prove useful in combating the challenges posed by integrating intermittent generation sources and grid stability issues by ensuring quality of supply on real time basis by storing excess generation over different time horizons (minutes, days, weeks).

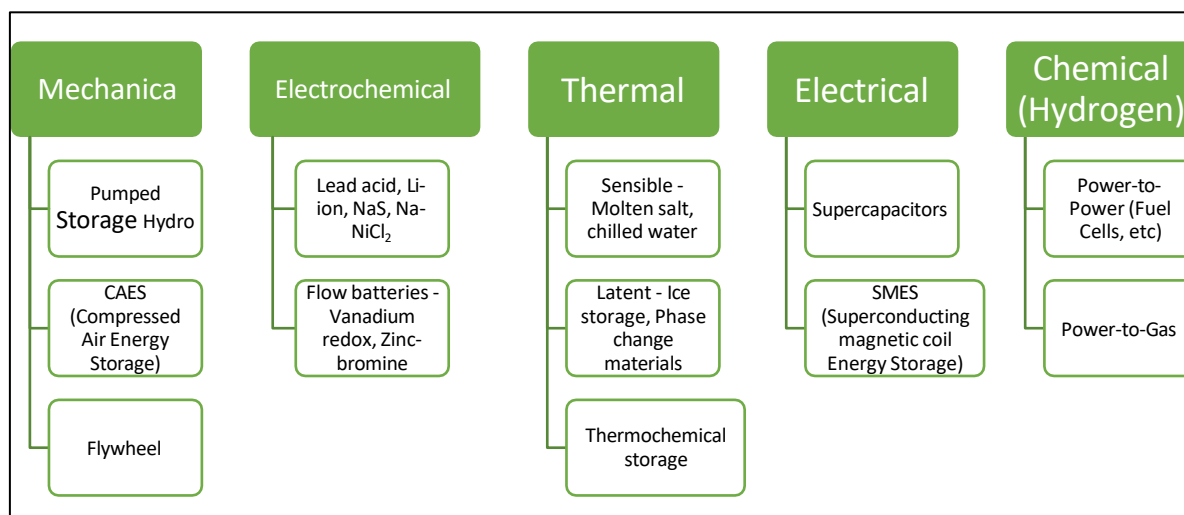
Many grid scale energy storage systems are commercially available worldwide, which includes Pumped storage plants, Battery energy storage systems, etc. However, many energy storage technologies, like Molten salt, flywheel, Super capacitors, Green Hydrogen, are in nascent stages of development and projections in terms of cost and their technical characteristics are not yet firmed up. The effectiveness of an energy storage facility is determined by its response to changes in electricity demand, the rate of energy lost in the storage process, its overall energy storage capacity, and recharging time.

This chapter talks about the techno economical parameters of the energy storage system used in the generation expansion-planning studies and gives a brief of the storage solutions that are at nascent stages.

13.1 ENERGY STORAGE OVERVIEW

Electrical energy storage systems are used to exchange power with the grid and can be categorized based on the energy form ultimately stored. There are several energy storage technologies, broadly classified as - mechanical, thermal, electrochemical, electrical and chemical storage systems. Mechanical storage technologies include Pumped Storage Hydro (PSH), Compressed Air Energy Storage (CAES) and Flywheels. Thermal storage includes ice-based storage systems, hot and chilled water storage, molten salt storage and rock storage technologies. Within the electrochemical category, which includes technologies that use different chemical compounds to store electricity, the most common are lead-acid batteries, high-temperature sodium batteries, flow batteries, zinc-based batteries, and Li-ion batteries. Electrical storage systems also include super-capacitors and Superconducting Magnetic Energy Storage (SMES), while chemical storage typically uses electrolysis to produce hydrogen as a storage medium which can subsequently be converted to energy in various modes including electricity (via fuel cells or engines), heat and transportation fuel (power-to-gas). The classification of **Energy Storage Technologies** is shown in Exhibit 13.1.

Exhibit 13.1



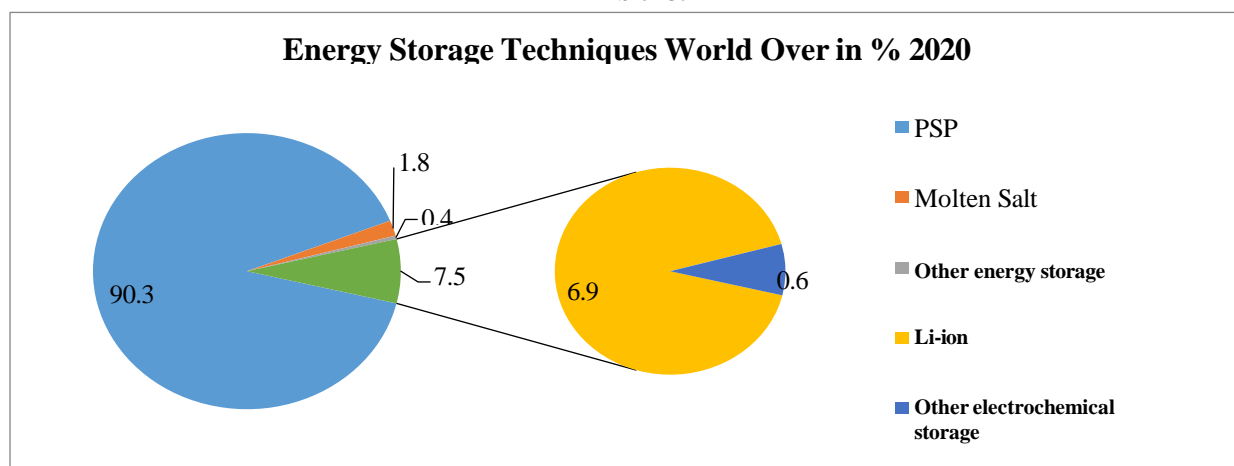
Each technology type has different individual performance metrics for characteristics such as energy efficiency, power-to-energy (P/E) ratio, cycle life, depth-of-discharge (DOD), self-discharge, energy density, space footprint, and suitability for various size ranges (in MW and MWh). The performance characteristics of any energy storage technology determines its suitability for a particular application.

Technologies for electricity storage are further divided into power-intensive storage services and energy intensive storage services.

- Power-intensive services are provided by delivering large amounts of power for time periods on the scale of seconds or minutes, and thus, they are characterized by a high ratio of power to energy (short discharge times) and fast response. These services are used in a power system for balance of frequency and voltage or providing power quality.
- Energy-intensive services are used for storing large amounts of energy in order to match demand and supply, energy arbitrage or reducing congestion in the network. These technologies are characterized by a lower ratio of power to energy (long discharge times) and used on an hourly to seasonal basis.

The global deployment of various storage technologies is illustrated in **Exhibit 13.2**. The most adopted storage technologies are pumped hydropower storage (approx. 90%) and electrochemical-based storage (approx. 7.5%). These technologies are used to absorb variable renewable energy either locally (behind the meter) or at the grid level (in front of the meter). While other types of storage like flywheels, molten salt, and compressed-air energy storage are also commercially exploited but their proportion is very low in energy storage deployment worldwide. Besides, there are some upcoming options like Hydrogen energy which can prove to be a game changer in the whole gamut of energy storage system (ESS).

Exhibit 13.2



Source: RENEWABLES 2021 Global Status Report

13.2 ENERGY STORAGE TECHNOLOGIES

13.2.1 Pumped Hydro Storage System

While many forms of energy storage systems have been installed globally, Pumped Storage Plants (PSP) are playing an increasingly important role in providing peaking power and maintaining system stability in the power system of many countries. Pumped storage technology is the long term technically proven, cost effective, highly efficient and flexible way of energy storage on a large scale to store intermittent and variable energy generated by solar and wind. PSPs improve overall economy of power system operation and reduce operational problems of thermal stations during low load period. The other advantages of pumped storage technology are the availability of spinning reserve at almost no cost to the system and regulating frequency to meet sudden load changes in the network. Also, PSPs provide environmental friendly large storage capacity compared to other storage options. It has the ability to provide ancillary benefits, such as flexible capacity, voltage support and Black start facility. The life of pumped storage projects is the same as hydro projects, i.e. 40 years. The Efficiency of PSP is in the range of 70% to 80%, because of the losses in pumping water up into the reservoirs. Pumped storage technology has advanced significantly since its original introduction and now includes adjustable speed pumped turbines, which can quickly shift from motor, to generator, to synchronous condenser modes, for easier and more flexible operation of the Grid.

A relatively new approach for developing pumped storage projects is to locate the reservoirs in areas that are physically separated from the existing river systems. These projects are termed as “closed-loop” pumped storage because they have minimal to no impact on the existing river systems. After the initial filling of the reservoirs, the only additional water requirement is the make-up water required to offset evaporation or seepage losses.

13.2.1.1 Status of Development of Pumped Storage Plants in India

In India, the state of West Bengal has been a frontrunner in the promotion of pumped storage technology. Purulia project in West Bengal, with a capacity of 900 MW, set up in 2007, is running successfully. There are eight PSP projects in the country totaling to 4746 MW, as on 31.03.2022, out of which, projects with a capacity of 3306 MW are working in the pumped mode currently. Balance capacity is currently not operating in pumped mode due to delay in construction of the tail reservoir or due to vibration related issues in the system. Efforts are going on to operationalize the balance capacity in pumped mode.

Central Electricity Authority (CEA) has identified a PSP potential of 96,529.6 MW in different parts of the country. Region-wise, the western region has the highest PSP potential at 37,845 MW because of the topographical features.

The following PSP projects are under construction (as on 31.03.2022):

- Tehri Stage II - 1,000 MW in Uttarakhand implemented by THDC limited.
- Koyna Left Bank - 80 MW in Maharashtra being implemented by the Water Resources Department of Maharashtra; and
- Kundah Pump Storage Project Stages I, II, III and IV (500 MW) in Tamil Nadu being implemented by TANGEDCO.
- Pinnapuram Pump Storage Project (1200 MW) in Andhra Pradesh being developed by Greenko.

13.2.2 Battery Energy Storage System

A battery energy storage system (BESS) is an electrochemical device that charges (or collects energy) from the grid and discharges that energy at a later time to provide electricity or other grid services when needed. Several battery chemistries are available or under investigation for grid-scale applications, including lithium-ion, lead-acid, redox flow, nickel cadmium, Sodium-sulfur. Battery chemistries differ in key technical and each battery has unique advantages and disadvantages.

Battery technologies available and their relative advantages are given in **Table 13.1**:

Table 13.1

Technology	Round- trip-efficiency	Life span	Advantages
Lithium-ion	88-90%	10 - 15 years	High specific energy and high load capabilities with power cell
Sodium-Sulphur battery storage	75-85 %	10 - 15 years	Low-cost potential: Inexpensive raw materials and sealed, no-maintenance

			requirement
Nickel Cadmium Battery	60 - 80 %	10 - 15 years	Rugged, high cycle count with proper maintenance
Vanadium Redox flow Batteries	70-75%	5 - 10 years	Long service. Versatility
Lead-acid Batteries	60 - 70%	3 - 6 years	Low-cost and simple manufacture Low cost per watt-hour

Source: Handbook on energy storage system by ADB, Dec 2018

13.2.2.1 COMPONENTS OF BESS

The battery system comprises the battery pack, which connects multiple cells to appropriate voltage and capacity; the battery management system (BMS); and the battery thermal management system. The BMS protects the cells from harmful operation, in terms of voltage, temperature, and current, to achieve reliable and safe operation and balances varying cell states-of-charge (SOCs) within a serial connection. The Battery thermal management system controls the temperature of the cells according to their specifications in terms of absolute values and temperature gradients within the pack.

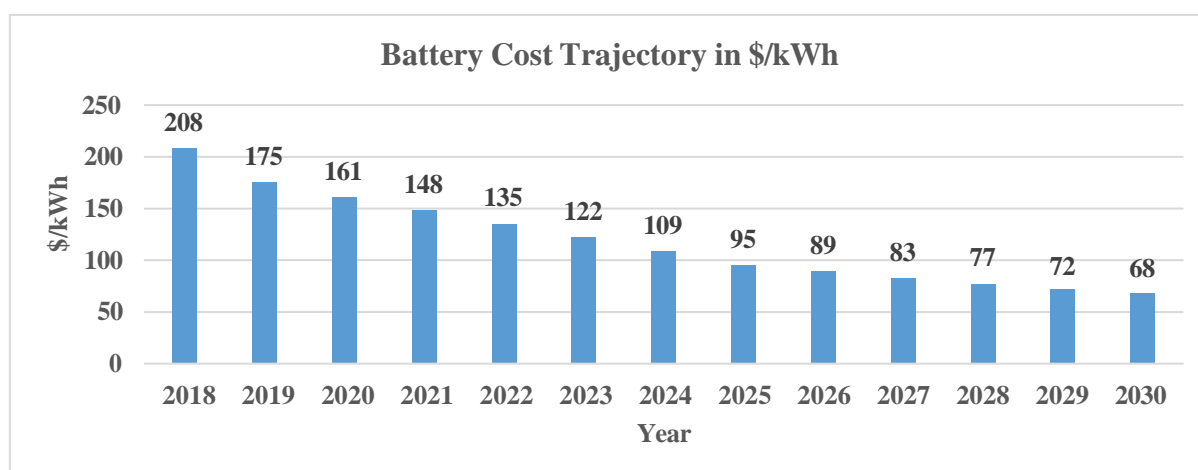
The inverter system, also called Power Conversion System, converts the DC power to AC power while discharging and converts AC power to DC power while charging the batteries.

13.2.2.2 KEY CHARACTERISTICS OF BESS

- **Rated power** capacity is the total possible instantaneous discharge capability (in kilowatts [kW] or megawatts [MW]) of the BESS.
- **Energy capacity** is the maximum amount of stored energy (in kilowatt-hours [kWh] or megawatt-hours [MWh])
- **Storage duration** is the time duration in which the stored energy can be discharged at its power capacity before depleting its energy capacity. For example, a battery with 1 MW of power capacity and 4 MWh of usable energy capacity will have a storage duration of four hours.
- **Cycle life/lifetime** is the time duration or cycles a battery storage system can provide regular charging and discharging before failure or significant degradation.
- **Self-discharge** occurs when the stored charge (or energy) of the battery is reduced through internal chemical reactions, or without being discharged for the grid or application.
- **State of charge**, expressed as a percentage, represents the battery's present level of charge and ranges from completely discharged to fully charged. The state of charge influences a battery's ability to provide energy or ancillary services to the grid at any given time.
- **Round-trip efficiency**, measured as a percentage, is a ratio of the energy discharged from the battery to the energy put into the battery.

13.2.2.3 Lithium-ions batteries

Lithium-ion batteries are perhaps the most promising for both small and large-scale electricity storage in power generation. They currently offer superior performance and have dominated the market globally. For Li-ion batteries applications industry is currently in the process of improving capacity, power, size, reliability and safety for applications involving both electrical vehicles and power generation. Due to technological innovations and improved manufacturing capacity, lithium-ion chemistries have experienced a steep price decline since inception. The cost trajectory of Battery Energy Storage system in future years is projected to decline, as per Bloomberg NEF projections shown in **Exhibit 13.3**.

Exhibit 13.3

Source: Bloomberg NEF

However, rising raw material and battery component prices and soaring inflation have led to the first ever increase in lithium-ion battery pack prices in 2022 as per Bloomberg NEF. Further, after more than a decade of declines, volume-weighted average prices for lithium-ion battery packs across all sectors have increased to \$151/kWh in 2022 and are expected to remain elevated in 2023 at \$152/kWh (in real 2022 dollars). The price of battery packs is expected to fall below \$100 by 2026 instead of the time as envisaged in **Exhibit 13.3**.

Government of India has announced VGF support for up to 4000 MWh capacity of Battery Energy Storage Systems as a part of budget 2023-24. It was also announced that a policy framework for Pumped Storage Plants is also being formulated.

13.2.3 Compressed Air Energy Storage System (CAES)

This is an emerging technology. The principle is based on conventional gas turbine generation. CAES decouples the compression and expansion cycle of a conventional gas turbine into two separated processes and stores the energy in the form of the elastic potential energy of compressed air. In low demand period, energy is stored by compressing air in an airtight space (typically 4.0~8.0 MPa) such as underground storage cavern. To extract the stored energy, compressed air is drawn from the storage vessel, mixed with fuel and combusted, and then expanded through a turbine. And the turbine is connected to a generator to produce electricity. The waste heat of the exhaust can be captured through a recuperator before being released into the atmosphere.

A CAES system is made of above-ground and below-ground components that combine man-made technology and natural geological formations to accept, store, and dispatch energy. There are six major components in a basic CAES installation, including five above-ground and one under-ground components:

- The motor/generator that employs clutches to provide for alternate engagement to the compressor or turbine trains.
- The air compressor that may require two or more stages, intercoolers and after-coolers, to achieve economy of compression and reduce the moisture content of the compressed air.
- The turbine train, containing both high- and low pressure turbines.
- Equipment controls for operating the combustion turbine, compressor, and auxiliaries and to regulate and control changeover from generation mode to storage mode.
- Auxiliary equipment comprising of fuel storage and handling, and mechanical and electrical systems for various heat exchangers required to support the operation of the facility.
- The under-ground component is mainly the cavity used for the storage of the compressed air.

CAES has a long storage period, low capital costs, but relatively low efficiency. Typical ratings for a CAES system are in the range 50 to 300 MW and currently manufacturers can create CAES machinery for facilities ranging from 5 to 350 MW. The round cycle efficiency of CAES is approximately 55% (electricity to electricity). The CAES plant can provide significant energy storage (in the thousands of MWhs) at relatively low costs (approximately \$400/kWac to \$500/kWac). The plant has practically unlimited flexibility for providing significant load management at the utility or regional levels.

*As per Technology Data –Energy storage, first published in 2018 by the Danish Energy Agency and Energinet

At present, there are two CAES system operated in the world, the first in Huntorf, Germany, in 1978 and the second in McIntosh, Alabama, USA, in 1991. The CAES plant in Huntorf, Germany is the oldest operating CAES system. The Huntorf CAES system is a 290 MW, 50Hz unit. The second commercial CAES plant, owned by the Alabama Energy Cooperative (AEC) in McIntosh, Alabama with a generating capacity of 110 MW.

13.2.4 Hydrogen

Hydrogen could provide additional utility-scale energy storage options and unique opportunities to integrate the transportation and power sectors. Although hydrogen is currently a high-cost option, it offers some advantages over competing technologies, because it has a high storage energy density and a potential for co-firing in a combustion turbine with natural gas to provide additional flexibility for the storage system.

Hydrogen technologies have the potential to provide a spatial redistribution of energy or storage on the week-month timescale that is required for balancing the output from wind generation unlike CAES, batteries and PSP that allow the temporal shifting of electrical energy over time periods of hours to a few days.

Power-to-gas (P2G) refers to the process of converting excess electrical energy into storable chemical energy in the form of either hydrogen or grid-compatible methane – a key form of ‘sector coupling’. Surplus electricity is used to power hydrogen production *via* water electrolysis. The resulting gas may then be stored and used when required, for instance by a fuel cell, or undergo further processing to produce methane, also known as synthetic natural gas (SNG). Equally, it can then be converted back to electricity or used to displace demand for natural gas in the heating (and power) sector, or indeed for transport. There are two commercially available processes for water electrolysis: alkaline electrolysis cells (AEC) and polymer electrolyte membranes (PEMEC); while solid oxide (SOEC) offers the possibility of high efficiency but are still at a development stage.

To promote hydrogen, the Union Budget for 2021-22 has announced a **National Hydrogen Energy Mission (NHM)** that will draw up a road map for using hydrogen as an energy source. The budget allocates Rs.1500 crore for renewable energy development, including hydrogen.

The development of hydrogen infrastructure is an important barrier to the widespread uptake of H₂FC technologies. Developing a cost-efficient infrastructure from these options that may evolve over time with developing demand is a significant challenge. Producing cost-competitive low-carbon hydrogen at a range of scales is arguably the greatest barrier to developing the hydrogen energy system. The efficiency and energy consumption of hydrogen production pathways is given in **Table 13.3**.

Table 13.3

	Efficiency (LHV)	Energy requirement (kW h per kgH ₂)
Methane reforming	72% (65–75%)	46 (44–51)
Electrolysis	61% (51–67%)	55 (50–65)
Coal gasification	56% (45–65%)	59 (51–74)
Biomass gasification	46% (44–48%)	72 (69–76)

Source: Energy Environ. Sci., 2019, 12, 463

13.2.5 Fly Wheels Energy Storage System (FESS)

Flywheel energy storage systems comprise a rotating cylinder (i.e., the flywheel rotor), balanced in a vacuum over an electricity-producing stator via magnetically levitated bearings. The rotor in many flywheels was often made of steel, but some newer, higher speed flywheels use fibre composite materials able to store more energy per unit of mass. Flywheels store kinetic energy in the cylinder that spins in a nearly frictionless environment. To charge the flywheel, a small electric motor using electricity from an external source brings the cylinder up to an extremely high speed—up to 60,000 rotations per minute. As the rim in the flywheel spins faster, it stores energy kinetically in the rotating mass, with a small amount of power used to maintain the operating speed. When energy is needed, the flywheel is slowed and the kinetic energy is converted back to electrical energy.

Flywheels are used in applications where a large amount of power is needed over a short timeframe. While they are generally charged using power from the grid, they can go from a discharged to a fully charged state within a few seconds. According to the various Energy Storage Association, flywheels generally require low maintenance. Some flywheel technologies can undergo over 100,000 full discharge cycles or more without performance impacts.

The main characteristics of flywheels are a high cycle life (hundreds of thousands), long calendar life (over 20 years), fast response, high round trip efficiency, high charge and discharge rates, high power density, high energy density and low environmental impacts. The state of charge can be easily measured from the rotational speed and is not affected by life or temperature. The technology is capable of transferring large amounts of power in seconds, with a high round-trip energy efficiency between 90%–95%. FESS consists of a spinning rotor, MG, bearings, a power electronics interface, and containment or housing.

Flywheels can have power densities up to five to ten times that of batteries. Due to their relatively lower volume requirements and longer working life, they can replace batteries in certain applications, including in transportation and space vehicles. Flywheel self-discharge at a much higher rate than other storage mediums and flywheel rotors can be hazardous, if not designed safely. The charge holding ability of flywheels and thus the losses in currently available flywheels are high. These losses are mechanical (drag, bearing, friction), electrical (hysteresis, eddy current, copper), and power converter-related (switching and conduction).

13.3 Energy Storage Obligations Trajectory till 2029-30

Ministry of Power has issued RPO trajectory vide order dated 22nd July, 2022 and corrigendum dated 19th September, 2022. It specifies the RPO trajectory beyond 2021-22 (Table 13.4). Further, the order also specifies that a percentage of total energy consumed shall be solar/wind energy along with/ through storage.

Table 13.4

Fiscal Year	Storage on energy basis
2023-24	1.0%
2024-25	1.5%
2025-26	2.0%
2026-27	2.5%
2027-28	3.0%
2028-29	3.5%
2029-30	4.0%

The Energy Storage Obligation above shall be calculated in energy terms as a percentage of total consumption of electricity and shall be treated as fulfilled only when at least 85% of the total energy stored in the Energy Storage System (ESS), on annual basis is procured from renewable energy sources. The Energy Storage Obligation to the extent of energy stored from RE sources shall be considered as a part of fulfillment of the total RPO.

Ministry of Power issued guidelines to procure and utilize BESS as part of the generation, transmission and distribution assets along with Ancillary services in March, 2022. These guidelines were issued for procuring energy from BESS through competitive bidding, from grid connected projects to be set up on “Build-Own- Operate” or “Build-Own-Operate-Transfer” basis.

13.4 Energy Storage System Modelling

In the study, two types of Energy Storage Systems (ESSs) have been considered, Pumped Storage Plants (PSPs) and Battery Energy Storage Systems (BESS), and their technical & financial parameters are incorporated into the planning studies. The technical parameters of these ESSs are shown in **Table 13.5**.

Table 13.5

ESS technology	Cycle Efficiency (%)	Minimum State of Charge (%)	Maximum State of Charge (%)
PSP	80	0	100
BESS	88	10	100

Apart from the PSP capacity of 4746 MW as on 31.3.2022, a capacity totaling to 2780 MW is under construction for likely benefits during 2022-2032. Additionally, many PSP projects are either concurred by CEA or are under Survey and Investigation for future development in various parts of the country. A capacity of 24,310 MW of PSP projects have been identified which are Concurred or in S&I stage for benefits till 2032 and have been considered

as investment options for the studied period. Around 58% (14,210 MW) of these PSP projects are envisaged in the states of Andhra Pradesh and Karnataka. In Rajasthan and Andhra Pradesh, many of the PSP projects which are in S&I stage are off river projects.

The upcoming PSP projects provide a daily storage in the range of 6 to 11 hours. These projects have long life cycle of 40 years or more.

PSP projects, along with the storage hours considered for the generation expansion planning studies for the period 2022-27 and 2031-32, are listed in **Annexure 5.4 D**. The technical parameters of the Pumped Storage plants viz. storage size, open or closed loop, year of commissioning have been considered as per the latest data furnished by the project developer.

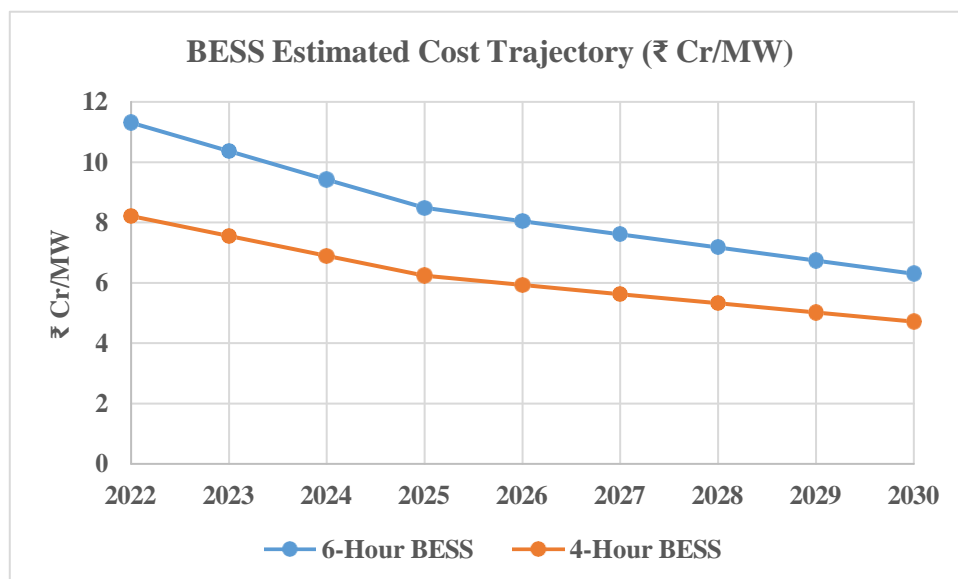
The capital cost of upcoming PSP projects varies from around 1.8 Cr/MW to around 9 Cr/MW as per the latest data submitted by the developers. The O&M cost of PSP projects is considered as 5% of the Capital cost.

BESS projects of sizes of 2 hours, 4 hours, 5 hours and 6 hour configurations have been considered for the study period. Additionally, a cycle life of 5000 cycles has been considered for different Battery configurations for the studies.

The cost of Battery Energy Storage system has been estimated after consultation with the various battery manufactures/suppliers. In the modeling studies, the cost of battery energy storage system considered includes cost of battery, inverter, Battery and Energy Management Systems and other costs (cabling and installation costs). The size of the battery estimated by the model is based on 100% depth of discharge in the short term studies. The actual size of the battery catering to 90% depth of discharge may be more by about 11%. Therefore, for modelling purpose the capital cost of the battery has been increased by 11% to account for the 90% depth of discharge. The O&M cost for the battery energy storage system has been considered as 1%. The cost trajectory considered for different BESS sizes in ₹ Cr/MW for the period of 2021-22 till 2029-30 are as shown in **Exhibit 13.4**. These cost projections of BESS consider appropriate values of cost components like custom duty, taxes, etc.

The cost of PSP is as per the data available in CEA for individual plants.

Exhibit 13.4



*The cost is assumed to be constant beyond 2030

13.5 Energy Storage Requirement

Generation Expansion planning studies detailed in chapter 5 indicate that the total non-fossil fuel-based capacity to meet the projected demand in 2026-27 is about 350 GW, which includes 258 GW from variable renewable energy sources (VRE) (Solar & Wind). The non-fossil fuel-based capacity is likely to increase to 616 GW in 2031-32, which includes 486 GW of VRE based installed capacity. As per the generation planning studies, the total

storage requirement in the year 2026-27 is likely to be 16.13 GW /82.37 GWh which includes 7.45GW/47.65 GWh PSP based storage and 8.68 GW/34.72 GWh of BESS based storage. The storage capacity requirement increases to 73.93 GW/411.4 GWh in 2031-32 which includes 26.69 GW/175.18 GWh of PSP and 47.24 GW/236.22GWh of BESS. It is observed that BESS system is operating prominently in single cycle mode throughout the year.

Hourly Dispatch studies were carried out along with generation expansion studies to find out the optimal requirement of BESS, which ensures grid stability, efficient utilization of storage and minimal curtailment of RE sources. Since the studies have been carried out on a regional basis, it has been analyzed that the model chooses to invest preferably in NR region as compared to other regions. Due to the fact that historically NR peak occurs during the evening hours. Therefore, BESS resource is found to be most cost effective and optimally utilized if installed locally in the NR region.

It is seen that many PSP plants are likely to yield benefits during the period 2027-32 in the Southern region, thereby making it a cost-effective storage alternative there and thus reducing the need of additional Battery storage in SR for the said period.

In Western region, due to peak demand being coinciding with Peak solar hours, the requirement of BESS for energy shifting and/or peak shaving is not cost effective based on studies. Similarly, for Eastern and North eastern regions, the requirement of BESS is not seen based on studies due to low quantum of VRE generation.

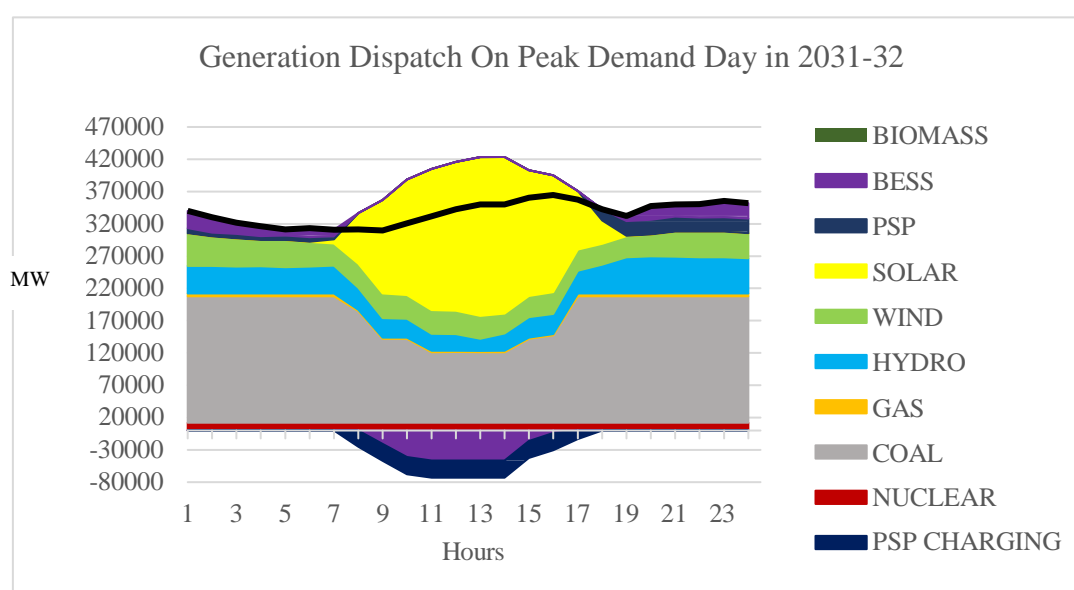
The Storage requirement in terms of percentage of peak demand and energy demand for the years 2026-27 and 2031-32 is given in **Table 13.6**

Table 13.6

Year	Storage in terms of percentage of Peak Demand	Storage in terms of percentage of Energy Requirement
2026-27	5.8%	1.55%
2031-32	20.18%	6.18 %

The daily operation of BESS and hourly dispatches from all other generation sources on a typical peak day in 2031-32 is shown below in **Exhibit 13.5**.

Exhibit 13.5



The Storage (BESS and PSP) is being charged primarily during the solar hours and is used to meet peak demand as well as demand in late night and early morning hours.

13.6 Conclusions

1. In view of large amount of Variable RE based generation likely to be integrated in the grid in the future, Energy storage technology is found to be useful in maintaining grid stability and reliability by storing excess generation over different time horizons (minutes, days, weeks) and meeting the peak demand which is not coincidental with the peak RE generation.
2. Many storage technologies like Flywheel Energy Storage Systems, Compressed Air Storage Systems, Hydrogen, etc. are in nascent stages of development and their techno economical details for commercial usage are not yet firmed up.
3. As per the hourly studies run along with generation expansion planning studies, the Storage capacities (BESS and PSP) is seen to get charged primarily during the solar hours and is used to meet peak demand as well as demand in late night and early morning hours.
4. As per the generation planning studies, the storage capacity requirement in 2026-27 is likely to be 16.13 GW (7.45 GW PSP and 8.68 GW BESS) with storage of 82.37 GWh (47.65 GWh from PSP and 34.72 GWh from BESS). The storage capacity requirement increases to 73.93 GW (26.69 GW PSP and 47.24 GW BESS) with storage of 411.4 GWh (175.18 GWh from PSP and 236.22 GWh from BESS) by the year 2031-32.
5. The Union Budget for 2021-22 has announced a National Hydrogen Energy Mission (NHM) that will draw up a road map for using hydrogen as an energy source.
6. As per studies, energy storage is seen to be efficient resource for energy arbitrage and transmission deferment applications. Other applications of energy storage like primary reserves for frequency balancing may be explored on a case to case basis.